

L'INDUSTRIA PETROLIFERA NEGLI STATI UNITI, NEL CANADÀ E NEL MESSICO
PAOLO SYLOS LABINI E GIUSEPPE GUARINO

Sommario

Sommario	1
PREFAZIONE.....	5
PARTE PRIMA STATI UNITI	8
I. – CONSIDERAZIONI GENERALI.....	8
1. FINI DELL'ORDINAMENTO AMERICANO.....	8
2. IL PROBLEMA DELLE IMPORTAZIONI.....	9
3. INVESTIMENTI ALL'ESTERO.....	9
II – CONCESSIONI SU TERRE PRIVATE E STATALI.....	10
1. TERRE PRIVATE.....	10
2. TERRE STATALI.....	11
III – CONCESSIONI SULLE TERRE FEDERALI.....	12
1 SOGGETTO.....	12
2. SISTEMA DELLE CONCESSIONI.....	12
IV. – TERRE SOTTOMARINE	13
1. IL SUBMERGED LANDS ACT DEL 1953.....	13
2. TERRE SOTTOMARINE STATALI.....	14
3. TERRE SOTTOMARINE FEDERALI.....	15
V. – CONTROLLI TECNICI.....	16
1. LA «REGOLA DELLA CATTURA».....	16
2. TIPI DI CONTROLLI.....	16
3. EFFICACIA DEI CONTROLLI.....	17
VI. – CONSERVAZIONE DELLE RISORSE E RAZIONAMENTO DELLA PRODUZIONE.....	17
1. IL MER.....	17
2. IL RAZIONAMENTO.....	18
3. PRECEDENTI STORICI.....	18
4. CONSEGUENZE DEL RAZIONAMENTO.....	19
VII. – IL PROBLEMA DEI TRASPORTI	19
1. ORGANI DI CONTROLLO.....	19
2. EFFICACIA DEI CONTROLLI.....	19
3. TRASPORTO DEL PETROLIO.....	20
4. TRASPORTO DEL GAS NATURALE.....	20
VIII – TRATTAMENTO FISCALE.....	21
1. INTANGIBLES.....	21
2. DEPLETION ALLOWANCE.....	21
3. INVESTIMENTI ALL'ESTERO.....	22
4. IL PROGETTO DI LEGGE DEL 14 %.....	22
IX. – LE COMPAGNIE PETROLIFERE.....	23
1. CATEGORIE.....	23
2. ORGANIZZAZIONE.....	24
3. IL DIPARTIMENTO DELLE ESPLORAZIONI.....	24
4. SOCIETÀ GEOLOGICHE E GEOFISICHE. SOCIETÀ PER PERFORAZIONI.....	25
X. – CENNI SULLA STRUTTURA DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA.....	26
1. ESPLORAZIONE.....	26
2. PRODUZIONE.....	26
3. TRASPORTO.....	27

4. RAFFINAZIONE.....	27
5. DISTRIBUZIONE.....	27
XI – INVESTIMENTI ALL’ESTERO DI COMPAGNIE AMERICANE.....	28
XII – DATI STATISTICI.....	29
1. PRODUZIONE.....	29
2. COMMERCIO CON L’ESTERO.....	30
3. INVESTIMENTI.....	30
4. REDDITO DELLE 35 PRINCIPALI COMPAGNIE (miliardi di dollari).....	31
PARTE SECONDA CANADÀ.....	33
I. – CONSIDERAZIONI GENERALI.....	33
II. – IL SISTEMA DELLE CONCESSIONI: LA SCACCHIERA.....	33
III – LE NORME FONDAMENTALI.....	34
1. REGULATIONS GOVERNING THE RESERVATIONS OF PETROLEUM AND GAS RIGHTS (1949 emendamenti fino a tutto il 1954).....	34
2. THE MINES AND MINERALS ACT (1950, emendamenti a tutto il 1954).....	35
3. QUADRO RIASSUNTIVO.....	36
IV. – GIUDIZI SUL SISTEMA DELL’ALBERTA.....	37
V. – FINI DEL SISTEMA DELL’ALBERTA.....	38
1. ENTRATA FISCALE.....	38
2. MOLTEPLICITÀ DI PRODUTTORI.....	38
VI. – CAUZIONI, CANONI ED OBBLIGHI D LAVORO.....	40
VII – CONSERVAZIONE E RAZIONAMENTO.....	40
1. IL MER E IL RAZIONAMENTO.....	41
2. PRESCRIZIONI TECNICHE.....	41
VIII – TRATTAMENTO FISCALE.....	42
1. INTANGIBLES (Income Tax Act, Section 83 A, 1).....	42
2. DEPLETION ALLOWANCE (Income Tax Act, 11, (1) b.).....	42
IX. – DATI STATISTICI.....	43
1. PRODUZIONE, PERFORAZIONI E INVESTIMENTI.....	43
2. AREE NELLA PROVINCIA IN PERMESSO E IN CONCESSIONE ED ENTRATE FISCALI DELLA PROVINCIA DI ALBERTA.....	43
3. COSTI DI PRODUZIONE NELLE PROVINCIE OCCIDENTALI.....	43
4. SVILUPPO DELL’INDUSTRIA PETROLIFERA NELLE PROVINCIE OCCIDENTALI.....	44
PARTE TERZA MESSICO.....	49
I. – VICENDE STORICHE.....	49
II – LA COSTITUZIONE DEL 1917 E LE LEGGI SUCCESSIVE.....	50
III – L’ESPROPRIAZIONE DELLE COMPAGNIE PETROLIFERE.....	51
IV. – L’AZIENDA DI STATO.....	52
V. – ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE PETROLIFERA.....	52
VI – POLITICA ECONOMICA DELLA PEMEX.....	54
VII. – SVILUPPO INDUSTRIALE.....	54
VIII – DATI STATISTICI.....	55
1. PRODUZIONE ED ESPORTAZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI (milioni di barili).....	55
2. PREZZI AL MINUTO DI ALCUNI PRODOTTI PETROLIFERI.....	56
3. COSTI PREVENTIVATI DALLA PEMEX PER IL PRIMO SEMESTRE DEL 1955.....	57
4. PEMEX: DATI FINANZIARI, 1947-1955 (milioni di pesos).....	58
PARTE QUARTA QUESTIONI SPECIALI.....	59
I. – SUI PERICOLI DI UN RITARDATO SVILUPPO DELLA PRODUZIONE.....	59
II. – FINANZIAMENTO.....	61
1. SPESE DI ESPLORAZIONE E DI PERFORAZIONE.....	61

2. FINANZIAMENTI IN FRANCIA E IN CANADÀ	62
3. IPOTESI RELATIVE ALL'ITALIA.	63
4. FINANZIAMENTO ESTERNO ED AUTOFINANZIAMENTO.	64
5. COSTI DI PRODUZIONE.....	66
6. ALTRE CONSIDERAZIONI RELATIVE ALL'ITALIA.	67
III – QUOTA DEGLI UTILI A FAVORE DELL'ERARIO	70
(STATI UNITI E CANADÀ).....	70
IV. – AREA DEI CAMPI PETROLIFERI	72
V. NOTIZIE SULL'INDUSTRIA PETROCHIMICA AMERICANA	72
VI. DOMANDA DI BENZINA E BILANCIA DEI PAGAMENTI	73
PARTE QUINTA DOCUMENTI.....	75
I. – ITINERARIO ED ELENCO DELLE PERSONE INTERROGATE	75
II – CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELL'OTTIMO RITMO DI ESTRAZIONE (Alberta)	78
THE PETROLEUM AND NATURAL GAS CONSERVATION BOARD	78
(Provincia di Alberta).....	78
FORMULA GENERALE PER IL CALCOLO DELL' «MPR».	78
ESEMPI DI CALCOLI PER L' «MPR».....	82
III. – CRITERI PER IL RAZIONAMENTO DELLA PRODUZIONE (ALBERTA)	90
(The Petroleum and Gas Conservation Board).....	90
RAZIONAMENTO IN BASE ALLA RICHIESTA DI MERCATO.....	90
IL PIANO DEL «BOARD».	91
IV. – AZIONE GIUDIZIARIA PER VIOLAZIONE DELLA LEGGE SHERMAN	96
I. – GIURISDIZIONE E SEDI.....	96
II. – CONVENUTI	97
III – ATTIVITÀ COMMERCIALE.....	97
IV. – VIOLAZIONI DENUNCIATE.....	98
V. – RISULTATI.	106
VI – RICHIESTA.....	106
V. – ELENCHI DI SOCIETÀ GEOLOGICHE E GEOFISICHE	107

Nota: in tutto il file troviamo l'accento grave al posto dell'acuto

SAGGI DI DIRITTO COMMERCIALE
RACCOLTI DAL PROF. TULLIO ASCARELLI
PAOLO SYLOS LABINI E GIUSEPPE GUARINO

L'INDUSTRIA PETROLIFERA NEGLI STATI UNITI, NEL CANADÀ E NEL MESSICO

PREFAZIONE
DELL' ON. MARIO FERRARI AGGRADI
SOTTOSEGRETARIO AL BILANCIO

MILANO
DOTT. A. GIUFFRÈ – EDITORE
1956

TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI
Soc. Tip. «Multa Paucis» – Varese, Via G. Gozzi, 29

La presente relazione, che costituisce lo schema di un lavoro più ampio, è il frutto di un viaggio compiuto negli Stati Uniti, nel Canada e nel Messico, per incarico del Governo italiano, dai professori Paolo Sylos Labini e Giuseppe Guarino dal 30 agosto al 1° ottobre 1955.

Gli autori ebbero il validissimo aiuto delle autorità diplomatiche italiane. Particolarmente, offrirono la loro assistenza e presero parte attiva alla missione le LL.EE. gli Ambasciatori Manlio Brosio e Giustino Arpesani, il Ministro Ortona dell'Ambasciata di Washington, il Consigliere Armando Marchetti dell'Ambasciata di Città del Messico, l'ing. Mario Ferraris e il dott. Armando Zanetti della Delegazione Tecnica Italiana di Washington, il dott. Massimo Casilli d'Aragona, Console d'Italia a Los Angeles. Sia negli Stati Uniti che nel Messico e nella provincia canadese dell'Alberta gli autori furono accolti con cordialità e amicizia dalle autorità politiche e amministrative. Essi ricevettero anche la più completa collaborazione da parte delle società petrolifere private, che misero a loro disposizione tutti i dati che potevano servire ad approfondire l'indagine. Gli autori non sarebbero certo riusciti a portare a termine in così breve tempo la loro missione senza l'aiuto del Dipartimento di Stato degli Stati Uniti d'America. Un particolare ringraziamento va rivolto al prof. Giorgio Tesoro, Economic Adviser, Office of Western European Affairs, al signor Robert H. Eakens, Chief of the Fuels Division, Office of International Trade and Resources, al signor Henry Tasca, capo della missione economica presso l'ambasciata degli Stati Uniti in Roma.

PREFAZIONE

Il problema dello sviluppo delle fonti di energia e della loro migliore utilizzazione, che riveste grande importanza per ogni Paese, è nel nostro tanto più essenziale in quanto costituisce la premessa indispensabile per quella espansione a cui è legato il progresso economico e sociale del popolo italiano.

Già ora l'Italia consuma energia idroelettrica, combustibili solidi e liquidi e idrocarburi gassosi equivalenti in complesso a 50 milioni di tonnellate di carbone, e le più moderate revisioni dei fabbisogni dei prossimi anni indicano in almeno il 7 % annuo il tasso di sviluppo indispensabile a raggiungere gli auspicati obiettivi di espansione economica.

Nel quadro dei consumi attuali il primo posto, col 40 % del consumo totale, è tenuto dalla produzione di energia idroelettrica, il cui ulteriore sviluppo è destinato a trovare tra non molti anni un limite invalicabile nelle riserve idriche del Paese.

Il metano, la risorsa nazionale messa in valore in questi ultimi anni, fornisce già circa il 12 %, delle risorse energetiche ed il suo peso sembra destinato anche proporzionalmente ad aumentare con una certa gradualità.

Rimane ancora un altro 50 % coperto con i combustibili solidi e liquidi di importazione.

Si comprende pertanto quale motivo di speranza e quale aspettativa siano sorti dall'annuncio dei primi ritrovamenti di petrolio nel nostro Paese. Ciò tanto più in quanto si era formata nel dopoguerra una forte industria di raffinazione che ci permetteva non soltanto di lavorare tutto il grezzo necessario al fabbisogno interno dei derivati, ma anche di alimentare una forte esportazione dei principali prodotti petroliferi.

Si poneva evidente la necessità di un'adeguata disciplina per il ritrovamento ed il migliore sfruttamento delle risorse petrolifere e, come era naturale, la complessità del problema non mancò di provocare divergenza di opinioni ed accese polemiche.

Si invocò, da una parte, una larga ed immediata concessione di permessi di ricerca a condizioni idonee a stimolare al massimo l'interessamento dei principali gruppi petroliferi mondiali; si insistè, da altra parte, nel porre in evidenza l'importanza che si elaborasse una legislazione adeguata agli interessi ed alle necessità del Paese.

Il Presidente Segni, nel formare il Governo, in un periodo nel quale le polemiche sull'impostazione da dare alla disciplina petrolifera avevano raggiunto il massimo dell'asprezza, senza peraltro maturare elementi sufficienti ad una soluzione, dichiarò: «Una regolamentazione immediata occorre dare alla ricerca e coltivazione degli idrocarburi in Italia. Ferma restando la sospensione di nuove concessioni, occorre però rapidamente approvare il disegno di legge, che dinanzi alla Camera dei deputati, con emendamenti che il Governo si riserva di presentare, diretti a sviluppare al massimo la produzione in Italia ed a tutelare l'interesse pubblico, senza deprimere l'iniziativa privata».

Successivamente, il 21 agosto 1955, parlando al Consiglio Nazionale della Democrazia Cristiana, dove era stato richiesto di esprimere il pensiero del Governo sulla legislazione petrolifera in Italia, il Presidente Segni così si esprimeva: «Sono consapevole dell'urgenza del problema della ricerca e dello sfruttamento delle risorse petrolifere in Italia specialmente dopo i recenti ritrovamenti e le prospettive indicate dai tecnici.

«Ma sento altrettanto grave la responsabilità di evitare una soluzione affrettata che vada a danno dei superiori interessi del nostro Paese e per questo desidero approfondire personalmente gli aspetti fondamentali del problema e impostare la soluzione tenendo conto della esperienza dei principali Paesi petroliferi.

«A tale scopo ho deciso di affidare a due studiosi di mia assoluta fiducia, capaci e liberi da ogni vincolo od interesse, l'incarico di fare un'indagine sul luogo e riferirmi nel giro di tempo più breve possibile».

Le due persone di sua fiducia, a cui fu dato l'incarico di una indagine e di un approfondimento della legislazione negli Stati Uniti, nel Canada e nel Messico, erano appunto i Professori Guarino e Sylos Labini, esperti l'uno in materia legale e l'altro in materia economica.

Il lavoro è stato compiuto in tre fasi.

In una prima fase, svoltasi in Italia, gli esperti hanno preso contatto con le personalità più eminenti e con gli esponenti delle varie tendenze, hanno raccolto il materiale disponibile, hanno predisposto l'itinerario ed hanno formulato lo schema generale dei questionari.

Nella seconda fase, svoltasi negli Stati Uniti, nel Messico e nel Canada e più precisamente nei centri delle principali zone petrolifere, sono stati intervistati i più qualificati esponenti, nel campo legale ed economico, in materia petrolifera. In totale sono state intervistate 85 persone, fra cui funzionari delle Amministrazioni pubbliche, dirigenti centrali e periferici delle compagnie petrolifere, esperti di società geologiche e geofisiche, produttori indipendenti, legali, studiosi, ecc. Per ogni colloquio è stato predisposto un apposito questionario in base allo studio dei problemi rientranti nella specifica competenza della persona intervistata.

Durante il viaggio è stato raccolto anche un ampio materiale di documentazione, comprendente testi legislativi, pubblicazioni ufficiali, statistiche, documenti delle amministrazioni, libri, piante, relazioni varie.

Nella terza fase si è elaborato il materiale ai fini dell'utilizzazione dello stesso da parte del Presidente del Consiglio per la predisposizione del testo definitivo del progetto di legge presentato in Parlamento.

Il presente volume costituisce la relazione conclusiva che è stata in un primo tempo messa a disposizione del Governo e del Parlamento, e che ora viene pubblicata affinché il Paese possa formarsi una opinione approfondita su un problema tanto importante.

Lasciamo al lettore, che ha seguito le accese polemiche trascorse e che ha preso visione dell'approfondito esame dei vari aspetti della questione, fatta finora dal Parlamento, il giudizio sulla rispondenza e sul valore delle conclusioni alle quali i due studiosi pervengono su ciascun punto, conclusioni che troveranno certamente molte approvazioni, ma anche, com'è inevitabile, pareri discordi.

In questa sede sembra importante sottolineare che, pure in una sintesi molto stringata, la relazione copre completamente l'ampio campo di indagine demandato ai due esperti e dà modo di formulare una risposta ponderata, attraverso la scrupolosa documentazione, a molti punti controversi.

Sembra particolarmente importante sottolineare, tra quelle maggiormente di rilievo, alcune constatazioni di carattere tecnico economico; ad esempio: la presenza di due o più produttori sullo stesso giacimento non è tecnicamente impossibile nè necessariamente dannosa; entro quale limite minimo di estensione un giacimento deve considerarsi già sufficientemente remunerativo; limiti obiettivi nel comportamento delle compagnie petrolifere americane rispetto alle ricerche all'estero, ecc.

Dal punto di vista informativo particolarmente notevoli sono altresì le notizie sugli istituti di carattere tecnico economico e legale attraverso i quali è disciplinata l'estrazione nei Paesi visitati, ed in particolare, i sistemi di controllo della produzione negli Stati Uniti; i sistemi di assegnazione dei giacimenti nel Canada; i dati relativi ai costi di produzione ed ai bilanci delle compagnie petrolifere, e di conseguenza le previsioni sul fabbisogno di capitale necessario in Italia per la attività di ricerca e di perforazione; i sistemi di agevolazioni fiscali in atto negli Stati Uniti e nel Canada, ecc.

Ma oltre che per aver divulgato molti elementi specifici, penso che si debba essere grati ai Professori Sylos Labini e Guarino di aver fornito nel nostro Paese un primo esempio di indagine nel campo dei problemi petroliferi, condotta col severo metodo della ricerca scientifica. È da sperare che l'esempio sia seguito da altri; del resto gli autori stessi per primi promettono di aggiungere a questo studio di sintesi analisi ampliate sui singoli punti.

Credo infine che si debba esser grati agli Autori erchè la documentazione allegata, la ricca bibliografia dei documenti consultati, ed i precisi riferimenti a luoghi e persone danno al lettore una

base di riferimento, qualora questi voglia spingersi ad approfondire ulteriormente quegli aspetti che particolarmente lo interessino.

MARIO FERRARI AGGRADI

ASPETTI DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA NEGLI STATI UNITI, NEL CANADÀ E NEL MESSICO

PARTE PRIMA

STATI UNITI

I. P. S. LABINI – G. GUARINO

I. – CONSIDERAZIONI GENERALI

1. FINI DELL'ORDINAMENTO AMERICANO.

Per poter valutare i fini perseguiti dall'ordinamento americano, occorre tener presente le condizioni peculiari in cui esso opera.

1,a. Prezzo interno e prezzo internazionale. – Anzitutto, occorre ricordare che il mercato internazionale del petrolio, escludendo la Russia e i paesi del blocco orientale, è dominato da sette compagnie, di cui cinque sono americane (v. la sez. IX). Il prezzo è fissato ad un livello notevolmente superiore ai costi di produzione dei paesi di origine ed è fatto dipendere artificialmente dai prezzi vigenti negli Stati americani del Golfo del Messico. Questi prezzi sono mantenuti su un livello elevato, tale da coprire i costi anche dei pozzi meno produttivi, dalla politica di razionamento della produzione (v. la sez. VI).

La politica del razionamento e della stabilizzazione dei prezzi è attuata dalle stesse autorità statali, con l'appoggio dell'autorità federale. Ciò può suscitare perplessità.

Il fatto è che essa non risponde soltanto a fini economici (l'argomento della necessità di difendere i piccoli produttori, che di solito hanno i costi più alti, presenta evidenti punti deboli), ma anche ad altri fini.

1,b. Esigenze militari. – Il petrolio è uno dei principali materiali strategici. Le autorità americane hanno dovuto valutare il problema delle riserve per l'ipotesi di una guerra. Scartata, a causa della palese insufficienza, la tesi di predisporre depositi artificiali, si è posto il quesito se conservare per il periodo bellico l'intera riserva di determinati giacimenti, da sottrarre alla produzione, o se aumentare complessivamente le riserve, stimolando le ricerche ed imponendo il principio della coltivazione parziale e rallentata. Sono state adottate entrambe le soluzioni: l'autorità militare possiede alcuni giacimenti, che non sfrutta, ma tiene in riserva. Ma si è fatto e si fa assegnamento sopra tutto sulla seconda soluzione¹. L'ordinamento americano mira, contemporaneamente, verso due fini, solo apparentemente contrastanti: stimolare in ogni modo le ricerche e i ritrovamenti di depositi, ma consentire una produzione limitata, inferiore al massimo producibile senza danno nei giacimenti.

Al fine di stimolare le ricerche, non solo da parte delle grandi compagnie, dotate di ampi mezzi, ma anche da parte di una folla di piccoli ricercatori indipendenti (*wildcatters*), tendono le notevoli agevolazioni fiscali: il beneficio degli «*intangibles*» di cui gode chiunque faccia investimenti in ricerche di idrocarburi, *anche se il suo reddito non proviene dall'industria petrolifera*, e la «*depletion allowance*» (abbuono per l'esaurimento). Queste agevolazioni fanno dell'industria petrolifera un'industria nettamente privilegiata rispetto alle altre (v. la sez. VIII). Particolarmente la *depletion allowance* mira anche a favorire l'autofinanziamento, ossia il reinvestimento dei profitti nello sviluppo della stessa industria.

¹ Cf. *Resources for Freedom*, A. Report to the President by The President's Materials Policy Commission, giugno 1952, vol. I, p. 110, vol. III, pp. 10-15.

Al fine di permettere una produzione limitata è rivolta la politica del razionamento, attuata dai governi dei singoli Stati insieme con la politica della conservazione delle risorse.

L'aspetto singolare della questione è che la soluzione suggerita dalle esigenze militari in gran parte coincide con la politica delle compagnie che dominano sia sul mercato americano che su quello mondiale e che fanno parte del cartello internazionale.

2. IL PROBLEMA DELLE IMPORTAZIONI.

Vi è solo un punto – certamente importante – in cui può sorgere una divergenza fra le esigenze militari e la politica delle grandissime compagnie. Queste compagnie hanno concessioni in paesi (specialmente: Medio Oriente e Venezuela) da cui possono importare il petrolio ad un costo minore di quello che debbono sostenere producendolo o acquistandolo negli Stati Uniti, e tendono, perciò, ad accrescere le importazioni, che sono per esse particolarmente profittevoli. Ma un aumento troppo forte delle importazioni determinerebbe o una flessione del prezzo, oppure una riduzione della quantità producibile all'interno a parità di prezzo. Se il prezzo diminuisse, vi sarebbe un vantaggio per i consumatori, anche se molti piccoli produttori sarebbero eliminati dal mercato. Ma la politica del razionamento impedisce al prezzo di scendere: di conseguenza, l'aumento delle importazioni tende a provocare una diminuzione delle «razioni» assegnate ai singoli produttori. In una certa misura, ciò è effettivamente avvenuto negli ultimi anni: le importazioni, sotto la pressione delle grandi compagnie, sono aumentate con un ritmo maggiore della produzione interna; e le «razioni» assegnate ai produttori (particolarmente nel principale Stato produttore, il Texas) sono state ridotte. Ma evidentemente, se questa tendenza persistesse, molti pozzi dovrebbero essere abbandonati e l'attività di ricerca *nell'interno degli Stati Uniti* risulterebbe scoraggiata. Ora, coloro che si preoccupano delle esigenze militari, sostengono che non si può fare eccessivo affidamento sui rifornimenti dall'estero, sopra tutto dai paesi del Medio Oriente, rifornimenti che in caso di guerra sarebbero particolarmente vulnerabili: occorre trovare petrolio all'interno². Di conseguenza, le autorità responsabili della politica economica e militare stanno ora cercando di contenere le importazioni di petrolio. Per ora si sono limitate a rivolgere esortazioni in questo senso alle compagnie importatrici, appellandosi al loro senso di responsabilità. Ma non si esclude il ricorso ad un contingentamento coattivo delle importazioni o a dazi protettivi.

3. INVESTIMENTI ALL'ESTERO.

Data l'entità degli interessi che molte compagnie americane hanno all'estero³, è ben comprensibile che il Dipartimento di Stato segua da vicino e dia il suo appoggio all'attività delle compagnie americane nei vari paesi: questa è la tradizione costante ed è francamente caldeggiata in diversi documenti ufficiali⁴. L'appoggio del Dipartimento di Stato, tuttavia, non è motivato meramente da considerazioni economiche e finanziarie, ma anche da considerazioni strategiche, che completano, sul piano mondiale, quelle riferentisi agli Stati Uniti. Del resto, il duplice ordine di considera-

² *Hearings before the Special Subcommittee on Minerals, Materials, and Fuels Economics of the Committee on Interior and Insular Affairs*, U.S. Senate, 83rd Congress, 1953-54. part 6, pp. 26, 29, 34-42, 642, 926.

³ Al 31 dicembre del 1954 gli investimenti delle 35 maggiori compagnie americane erano stimati a 2,4 miliardi di dollari (investimenti all'interno: 13,7 miliardi) i guadagni per attività svolte all'estero delle stesse compagnie ammontarono, durante quell'anno, a 851 milioni di dollari (guadagni all'interno: 1.458 milioni). The Chase Manhattan Bank, *Financial Analysis of the Petroleum Industry*, 1954, pp. 18 e 21.

⁴ *Hearings before a Special Committee Investigating Petroleum Resources*, U.S. Senate, 79th Congress, 1954, pp. 269-70. Si veda anche: *A National Oil Policy for the United States*, A Report of the National Petroleum Council (associazione privata), 1949, pp. 16-19 e 23.

zioni – economiche e strategiche – è alla base della politica petrolifera di altri paesi, come l’Inghilterra e la Francia.

È da segnalare che il Dipartimento di Stato è in grado talvolta di moderare l’atteggiamento delle compagnie al fine del perseguimento di più generali interessi politici ed ha potuto svolgere opera di mediazione nei rapporti coi governi stranieri. Nel 1942-43 rispettivamente il Venezuela e il Messico, a seguito dell’autorevole intervento del Dipartimento di Stato, poterono ottenere, il Venezuela, condizioni più favorevoli nella quota degli utili attribuita allo Stato e, il Messico, i brevetti per la costruzione di particolari impianti di raffinazione, fino allora negati (Perez de la Cova, n. 20, Ortiz-Mena, n. 35⁵).

II – CONCESSIONI SU TERRE PRIVATE E STATALI

Le terre e i correlativi diritti sul sottosuolo sono, negli Stati Uniti, di proprietà privata, statale o federale. Esistono, di conseguenza, tre distinti regimi giuridici di diritti petroliferi.

Nelle pubbliche statistiche non esistono dati che consentano di comparare l’ampiezza delle terre federali. Dal *Report of the Director of the Bureau of Land Management* del 1954, si ricava che nel detto anno le concessioni su terre federali coprivano circa 66 milioni di acri (la superficie complessiva italiana, che si ritiene interessante per gli idrocarburi, compresa la Valle Padana e la Sicilia, è stimata sull’ordine di 30-40 milioni di acri).

Nel 1954 la produzione totale di petrolio grezzo negli Stati Uniti è stata di 312 milioni di tonnellate, quella delle terre federali di 15 milioni di tonnellate. La produzione dunque proviene per il 95 % dalle terre private o statali, il 5 % circa dalle terre federali. La produzione delle terre federali, tuttavia, è quasi il doppio del consumo annuale italiano.

1. TERRE PRIVATE.

Il proprietario della superficie dispone anche del sottosuolo e può, con atti privati, concedere ad altri permessi di ricerca e diritti di coltivazione. In mancanza di una precisa regolamentazione normativa si è pervenuti all’adozione di clausole e di usi tipici.

Per valorizzare le aree private è necessario che vi si accerti l’esistenza degli idrocarburi.

Alcune volte, ci è stato detto, il proprietario consente che siano compiute ricerche geofisiche sulla sua proprietà mediante un semplice accordo (*scooting permit*) che prevede il semplice rimborso degli eventuali danni. Qualche volta il proprietario si assume il carico dei danni in cambio dei vantaggi che potranno derivargli dalla scoperta. In queste due ipotesi le compagnie ricercatrici non hanno alcuna aspettativa tutelata alla concessione ed il proprietario, trovato il giacimento, è in grado di assicurarsi condizioni più favorevoli.

Un frequente tipo di accordo è il «*selection lease*», che dà il diritto di esplorare e quindi una opzione (*option*) per scegliere tutta o una parte dell’area per una concessione, i cui termini sono stati stabiliti prima delle esplorazioni.

L’istituto della *option*, che come si vede ha avuto la sua origine nell’ambito privatistico, è stato poi applicato, prima per consuetudine e poi su espresso riconoscimento delle leggi, anche alle terre federali.

Le clausole usuali delle concessioni su terre private sono:

a) *Durata*. Prevale la clausola «*thereafter*»: la concessione dura per 5 o 10 anni e «dopo questa data se e fino a quando continua la produzione». Anche questa clausola è passata nelle leggi relative alle terre federali.

⁵ Queste citazioni si riferiscono alle persone interrogate, il cui elenco è riportato nella I sezione della parte V.

b) *Royalties*. La misura usuale è di $1/8$, cioè di $12\frac{1}{2}\%$. Per assicurarsi terreni particolarmente promettenti, le compagnie versano anche una somma in contanti (un «*cash bonus*» o un «*royalty bonus*», espressione con la quale si indica quella parte della royalty che supera la misura normale).

c) *Obblighi di lavoro*. Nella generalità dei contratti di concessione è stabilito l'obbligo di cominciare un pozzo entro un termine fisso (normalmente un anno, talvolta due). Nell'ipotesi in cui il primo pozzo risulti secco sono stabilite norme precise circa le aree nelle quali deve darsi inizio alla perforazione di un secondo pozzo.

d) *Delay drilling rentals*. Se il primo pozzo non è stato perforato nel termine stabilito il concessionario è tenuto a pagare un diritto fisso di ritardo, la cui misura è stabilita in anticipo. Con questo pagamento egli consegue il diritto ad una proroga (per tre o per sei mesi, o per un periodo pari a quello iniziale). Anche alla scadenza successiva egli può ottenere nuove proroghe mediante pagamento di nuove somme a titolo di «*delay drilling rental*» o «*delay rental*».

e) *Pooling*. Per le concessioni di ampiezza molto piccola gli atti di concessione contengono il consenso preventivo alla stipulazione di accordi di unione delle aree per raggiungere le misure minime (di solito 40 acri), richieste dalle prescrizioni normative sulla distanza tra i pozzi.

f) *Unitization*. In qualche concessione vi è il consenso preventivo ad accordi di gestione unitaria con altre terre, con divisione delle royalties in proporzione dell'area della proprietà mineraria di cui scun concedente, rispetto al totale «unificato».

2. TERRE STATALI.

La disciplina giuridica delle terre statali è sostanzialmente analoga a quella delle terre private. In alcuni Stati (Texas) le terre pubbliche sono state assegnate alle Università.

Di particolare v'è da notare quanto segue:

a) *Permesso di ricerca*. Non esiste un istituto di questo tipo. Si procede direttamente all'assegnazione della concessione con la clausola, del tipo già noto, del termine fisso e della durata indefinita nel caso di ritrovamento e fino a quando vi sia produzione. Un permesso per ricerche geologiche o geofisiche è previsto in California, legge del 6 luglio 1955, in modifica dell'art. 6826 del Public Resources Code. Caratteristica di questo permesso è di non dare alcun diritto preferenziale alla concessione di petrolio o di gas.

b) *Aste*. Diversamente dalle terre federali, quelle statali, nella generalità dei casi, vengono concesse in seguito a pubbliche aste. Per le aste si segue in certi Stati la procedura dell'offerta pubblica con fissazione del minimo, in altri, l'offerta segreta in busta sigillata. In qualche Stato è espressamente sancito che, per il migliore interesse dello Stato, l'offerta più alta può essere rifiutata (California, legge del 6 luglio 1955, mod. art. 6836 Public Resources Code).

c) *Area*. In qualche Stato (Texas) è stabilito che le concessioni in nessun caso possono superare i 6000 acri. In genere si preferiscono dovunque i piccoli lotti (160 o 320 acri). Non esistono limiti sul cumulo di concessioni.

d) *Royalties*. Sono fissate in genere nella misura del $12\frac{1}{2}\%$, oltre alle somme in contanti versate come diritto di asta. È però da tener presente che frequentemente le terre statali ricadono su strutture geologiche note o particolarmente indiziate. Per questi casi è stabilita una royalty molto più alta che parte in genere dal $16\frac{2}{3}\%$ ed arriva talvolta sino al 60% (California, art. 6827, Public Resources Code, mod.).

e) *Rentals*. Oltre alle royalties sono stabiliti diritti fissi annuali per ogni acro.

f) *Obblighi di lavoro*. Sono in genere più severi di quelli stabiliti nei contratti privati. In contratti dell'Università del Texas rinveniamo la clausola di iniziare la perforazione di un pozzo entro 180 giorni, nel modulo di contratto dello Stato della Louisiana il termine è di 1 anno; il contratto tipo della Pennsylvania è ancora più rigoroso e sancisce l'obbligo di iniziare la perforazione entro 10 giorni. Nello stesso contratto della Pennsylvania è anche stabilito l'obbligo di perforazione di due

pozzi per ogni anno, mentre nella Louisiana si adotta la clausola che non si può richiedere al concessionario di scavare più di un pozzo per ogni 40 acri.

g) *Sanzioni agli obblighi di lavoro. Delay rentals. Agevolazioni.* Il *delay rental* è adoperato in qualche Stato (Louisiana). In Pennsylvania è adoperato il sistema inverso di imporre in via generale sostanziosi oneri pecuniari, dai quali si viene esentati dando la prova dell'esecuzione dei lavori prescritti. Ad esempio vi è un diritto fisso annuale di 5 dollari per acro, ma per ogni pozzo perforato si elimina il pagamento per 200 acri: è prescritta una cauzione di 60.000 dollari, ma questa viene ridotta a 25.000 dollari al completamento del primo pozzo.

III – CONCESSIONI SULLE TERRE FEDERALI

1 SOGGETTO.

Le concessioni possono essere accordate solo a cittadini americani o a società costituite secondo le leggi americane (Code of Federal Regulations, Title 43, paragr. 191.3). Gli stranieri non possono ottenere concessioni in quanto individui, ma possono possedere partecipazioni azionarie in società che abbiano concessioni, purchè le leggi del loro paese non neghino simili diritti ai cittadini americani (par. 191.4). Come si vedrà, le concessioni sulle terre sottomarine possono essere accordate soltanto a cittadini o società americane (par. 202.2).

2. SISTEMA DELLE CONCESSIONI.

Il permesso di ricerca, introdotto dalla legge del 25 febbraio 1920, è stato abolito nel 1937. Tuttavia, il «non competitive lease» (concessione accordata al primo richiedente) presenta alcune caratteristiche del permesso di ricerca; per esempio, inizialmente esso dura solo 5 anni ed è prorogato solo se e fino a quando si abbia produzione in quantità commerciale. Inoltre, la legge federale ha riconosciuto alla *option*, istituto di diritto privato, una funzione che può esser paragonata a quella del permesso di ricerca. Una compagnia petrolifera può ottenere, dal titolare di una concessione, il permesso di svolgere ricerche geologiche sulla concessione stessa, riservandosi il diritto di richiedere una parte della concessione. Come contropartita, la compagnia può dare una determinata somma di danaro o può impegnarsi a pagare una royalty addizionale nel caso che vengano scoperti giacimenti di idrocarburi. Di regola, chi concede la *option* è un privato o un piccolo produttore, che non ha i mezzi sufficienti per compiere ricerche su vasta scala, oppure un mero speculatore, mentre l'altra parte contraente è una grande compagnia, la quale, in questo modo, può compiere ricerche su di un'area che può superare il limite massimo delle concessioni vere e proprie. L'area tenuta in *option*, infatti, non entra nel calcolo delle aree tenute in concessione; tuttavia questa area non può superare, in ogni Stato, i 200.000 acri. Inoltre l'*option* non può durare più di tre anni (art. 192.4).

Il limite massimo delle aree che possono essere tenute in concessione da un soggetto, individuo o società, è di 46.080 acri, ossia di circa 18.500 ettari (100.000 acri nel territorio dell'Alaska). Per impedire che questi limiti vengano elusi attraverso società sussidiarie o controllate, è prescritto che, nella determinazione dell'area che ciascun soggetto tiene in concessione, si debba computare l'area delle concessioni di quelle società nelle quali il soggetto stesso abbia partecipazioni azionarie, nella proporzione dell'entità di tali partecipazioni (Reg., art. 192.3.b).

L'art 192.40 del Regolamento stabilisce le modalità generali delle concessioni:

«Un terreno situato su una struttura geologica nota di un campo in produzione di idrocarburi può essere accordato in concessione solo attraverso aste pubbliche e in unità non eccedenti i 640 acri (260 ettari) al maggior offerente qualificato, per una royalty non inferiore al 12½ %. Concessioni per un'estensione non superiore a 2560 acri (1030 ettari) (e non inferiore a 640 acri: l'art.

192.42.d)...., possono essere accordate per ogni altro terreno al primo richiedente qualificato, per una royalty del 12½ %. Tutte le concessioni... verranno accordate per un periodo iniziale di 5 anni, prorogabili fino a quando si abbia produzione di idrocarburi in quantità commerciale».

I confini esatti delle «strutture geologiche note di campi in produzione di petrolio o gas» sono determinati dal Geological Survey (art. 192.6). Le concessioni su terreni contenenti tali strutture, che sono accordate attraverso aste pubbliche, sono chiamate «*competitive leases*»; le altre, accordate al primo richiedente, «*noncompetitive leases*». Presentemente, solo una piccola parte delle concessioni federali sulla terraferma sono accordate attraverso aste; e ciò perchè le terre federali indiziate in gran parte sono state già accordate.

Al 30 giugno 1954 erano state accordate 87.653 concessioni, per un'area complessiva di 66.024.913 acri; l'area media della singola concessione era pertanto di circa 740 acri (300 ettari)⁶.

2,a. Cauzioni.

1) Cauzione provvisoria:

a) *Noncompetitive leases*: cauzione non inferiore a 1000 dollari, per la protezione dei titolari di diritti superficiali.

b) *Competitive leases*: il vincitore dell'asta deve versare, come cauzione provvisoria, una somma almeno doppia del canone annuale (1 dollaro per acro) e comunque non inferiore a 1000 dollari e non superiore a 5000 dollari.

2) *Cauzione permanente*: 5000 dollari, per una singola concessione, oppure 150.000 dollari, per tutte le concessioni che il soggetto ottenga negli Stati Uniti (paragr. 192.100).

2,b. Canoni.

Noncompetitive leases:

1° anno: \$ 0.50 per acro (L. 780 per ettaro).

2° e 3° anno: nulla.

4° e 5° anno: \$ 0.25 per acro (L. 390 per ettaro).

Competitive leases:

1 dollaro per acro (L. 1.580 per ettaro) (par. 192.80).

IV. – TERRE SOTTOMARINE

1. IL SUBMERGED LANDS ACT DEL 1953.

Le terre sottomarine sono o *statali* o *federali*. L'esistenza di terre sottomarine statali ha dato luogo negli anni recenti a gravi controversie, dopo che si è accertata l'importanza dei giacimenti di petrolio in esse contenuti e sono stati creati i mezzi tecnici per procedere alla loro coltivazione.

Sostanzialmente la questione concerne solo tre Stati le cui zone costiere si presumono ricche di petrolio, in primo luogo il Texas, poi la Louisiana, in terzo luogo la California. Fino allo scorso decennio i tre Stati, praticamente senza opposizione, disposero delle concessioni per zone immediatamente adiacenti alla costa. Prime avvisaglie della disputa si manifestarono tuttavia quando le ricerche si spinsero a distanze maggiori. Nel 1947 (California) e nel 1950 (Louisiana e Texas) in tre giudizi intentati contro i tre Stati principalmente interessati, la Corte Suprema degli Stati Uniti decretò che tutti i diritti minerari sulle aree sommerse appartenevano al Governo federale. Ma i difensori degli Stati, prima del giudizio del 1946 e dopo di esso (1952) riuscirono a far approvare dal

⁶ *Report to the Director of the Bureau of Land Management*, cit., p. 24.

Congresso due progetti di leggi che attribuivano agli Stati la proprietà sulle zone costiere. In entrambi i casi le leggi furono fermate da veti del Presidente Truman. Nel 1953 la nuova maggioranza ha riproposto i progetti prima bocciati ed è riuscita a farli trasformare in legge.

Il «*Submerged Lands Act*, (83° Congresso, Cap. 65, 67, Stat. 29, approvato il 22 maggio 1953) divide le terre sommerse tra gli Stati ed il Governo federale. La zona spettante agli Stati in via generale è fissata fino a 3 miglia marine dalla costa. È però stabilito che la zona si estende sino al confine storico dello Stato, se questo, all'atto di diventare membro dell'Unione, aveva un confine marino che si estendeva oltre le 3 miglia. L'eccezione è particolarmente rilevante per il Texas, che pretende di avere nn confine storico di 3 leghe (10,5 miglia).

La zona che si estende al di là della linea delle tre miglia o del confine storico appartiene al Governo federale.

I presupposti economici della controversia si chiarificano con le cifre presuntive sulle riserve. Dalla relazione di minoranza Murray (83° Congresso, Senato, Report 133, parte 2^a, 1 aprile 1953) risulta che, mentre le riserve complessive della terraferma si calcolano sui 33,7 miliardi di barili, quelle delle aree sottomarine ammonterebbero a ben 15 miliardi di barili.

Le riserve complessive delle aree sottomarine sarebbero così divise:

- entro il limite delle 3 miglia 1.75 miliardi di barili
- entro il limite storico delle 3 leghe (Texas) 0.800 miliardi di barili
- oltre i due limiti 12.45 miliardi di barili

In sede politica l'opposizione all'attribuzione delle terre sottomarine agli Stati è stata fondata sull'argomentazione che gli Stati interessati alla questione sono in pratica solo i tre citati e che ad essi si è fatto regalo di una ricchezza enorme, che più equamente avrebbe potuto dividersi tra tutti gli Stati, compresi quelli più poveri. La minoranza, in particolare, in riconoscimento delle loro aspettative, proponeva di devolvere agli Stati costieri una sostanziale percentuale degli introiti, destinando la somma restante per sopperire ai bisogni dell'organizzazione scolastica in tutti gli Stati (anche negli Stati Uniti vi è oggi una grave crisi della scuola; gli insegnanti hanno comparativamente le retribuzioni più basse, e si lamenta la insufficienza del loro numero).

La legge è stata fortemente sostenuta dai repubblicani, che godono infatti di tutto l'appoggio delle grandi compagnie. Queste si sono dichiarate in più riprese in favore dell'attribuzione dei diritti agli Stati, in conformità, del resto, alla loro costante tendenza a preferire ai Governi centrali quelli locali che offrono, in ogni occasione, minori resistenze.

2. TERRE SOTTOMARINE STATALI.

a) *Disciplina giuridica*. Varia da Stato a Stato, pur essendo ispirata a principi sostanzialmente comuni. Generalmente valgono le stesse norme che per la terraferma, con alcune modifiche.

b) *Ricerca*. In genere è libera e non è esclusa per i terzi nemmeno dalla esistenza di una concessione già in atto. Le leggi della California prevedono un permesso per ricerche geologiche e geofisiche che non dà alcun diritto preferenziale alla concessione (mod. art. 6826 Public Resources Code cit.).

c) *Aste*. Le concessioni statali sono tutte accordate attraverso aste (*competitive leases*).

d) *Area*. È lasciata alla discrezionalità delle amministrazioni. Vi sono norme che fanno divieto di superare, per un singolo lotto, i 5.000 acri (Louisiana) o i 5.760 acri (California).

e) *Durata*. Cinque anni o più con la clausola di prolungamento se e fino a quando vi è produzione.

f) *Royalty*. Anche per le terre sottomarine statali la royalty base è quella del 12½ %. Per aree particolarmente indiziate la royalty può essere molto più alta.

3. TERRE SOTTOMARINE FEDERALI.

Sono federali le aree che si estendono al di là della linea di tre miglia o al di là del confine storico degli Stati (per il Texas, 3 leghe pari a 10 miglia e mezzo). Le aree federali comprendono i più ricchi giacimenti, nè è di ostacolo al loro sfruttamento la maggiore distanza dalla costa, sia perchè il fondo sottomarino nel Golfo del Messico degrada molto lentamente sia perchè la tecnica offre oggi mezzi molto più progrediti.

Per le aree sottomarine federali valgono solo le norme per esse specificamente dettate («*Outer Continental Shelf Lands Act*», All. 67, Stat. 462, approvato il 7 agosto 1953; Circ. n. 1874, Tit. 43, parte 201 e Tit. 30, parte 250 Code of Federal Regulations).

Non si applicano alle aree sottomarine le norme dettate per le aree federali della terraferma.

Le disposizioni più importanti sulle aree sottomarine federali sono:

a) *Ricerca*. È libera a tutti anche nelle zone già date in concessione, con il solo limite che non siano danneggiate le operazioni e gli impianti (art. 11, Outer Cont. Shelf Lands Act.).

b) *Titolare della concessione*. Le concessioni possono essere date solo a cittadini americani o a società organizzate secondo le leggi degli Stati Uniti.

c) *Aste*. Le concessioni possono essere attribuite solo a mezzo di aste con offerte segrete. Le aree sottomarine si distinguono così dalle terre federali che possono essere «*competitive*» o «*noncompetitive*» e che nella maggior parte anzi vengono concesse, senza asta, al primo richiedente. Le ragioni dell'adozione del sistema dell'asta per le aree sottomarine sono principalmente le seguenti: 1) la maggiore facilità di individuare i giacimenti una volta che sia nota la struttura geologica della terraferma; 2) la grande richiesta; 3) l'opportunità di provare in modo obbiettivo il valore dei giacimenti conservati agli Stati Uniti, che larghi settori del Congresso avrebbero voluto trasferire agli Stati.

Nel primo anno (giugno 1953-giugno 1954) le aste sottomarine hanno reso diritti di asta per 250 milioni di dollari (Bradshaw, n. 11). (Il reddito affluente al Governo federale per le concessioni sulla terraferma è stato, nello stesso periodo, di 54 milioni di dollari)⁷.

L'Amministrazione ha la scelta se stabilire una royalty fissa ed accettare maggiori offerte in contanti o se stabilire un diritto fisso e accettare offerte di royalties addizionali (oltre il 12½ %). Il sistema normalmente preferito è il primo.

d) *Area*. La singola concessione non può superare i 5760 acri. Non vi sono limiti al cumulo delle aree, nè valgono, per le aree sottomarine, i limiti stabiliti per le terre federali.

e) *Durata*. È fissata in cinque anni con la clausola di prolungamento se e fino a quando vi sia produzione.

f) *Royalty*. La royalty minima è del 12½ %. L'Amministrazione può stabilire che l'area abbia ad oggetto l'offerta di royalties superiori.

g) *Obblighi di lavoro*. È obbligatorio perforare tanti pozzi quanti il Ministro per l'Interno può ragionevolmente richiederne, purchè lo sviluppo dell'area concessa o di una parte di essa avvenga in modo appropriato e sia ben distribuito nel tempo e purchè si produca in accordo con le buone pratiche operative.

h) *Consorziazione*. Diversamente dalle terre federali, l'*unitization* può essere imposta di autorità dal Ministro per l'Interno (Cod. Fed. Reg., tit. 43, part. 201.10).

i) *Cauzioni*. Si richiede una forte cauzione: 15.000 dollari per una singola area o 100.000 dollari per il complesso delle aree sottomarine tenute in concessione da uno stesso titolare. La cauzione garantisce l'esecuzione di tutte le prescrizioni della concessione.

l) *Distribuzione tra le compagnie*. Mancano statistiche precise. Ma si può dire con sicurezza che le aree sottomarine federali sono state acquistate in concessione e si trovano ripartite solo tra le cinque o sei più grandi società. A causa delle forti spese di impianto e delle ingenti somme in

⁷ Report of the Director of the Bureau of Land Management, cit., p. 111.

contanti versate per ottenere le concessioni, anche le grandi società indipendenti si trovano in difficoltà a partecipare allo sfruttamento delle aree sottomarine. In generale, esse operano collegate in gruppi di tre o quattro, ma anche con tale espediente non riescono ad essere presenti che per quantità marginali.

V. – CONTROLLI TECNICI

I controlli *amministrativi* sulle terre federali sono esercitati dal *Bureau of Land Management*; quelli tecnici dal *Geological Survey*. Entrambi questi uffici fanno parte del Ministero dell'Interno.

1. LA «REGOLA DELLA CATTURA».

La maggior parte della produzione petrolifera proviene, come s'è detto, da terre appartenenti ai privati, ai quali spetta anche la proprietà del sottosuolo. Fino a un tempo relativamente recente il singolo proprietario aveva il diritto di estrarre, senza limiti, tutto il petrolio che poteva dalla sua proprietà, anche se così lo sottraeva ai proprietari circonvicini. Questa norma, riconosciuta dai tribunali («*rule of capture*»), provocava una vera e propria corsa ad estrarre il petrolio. Si ebbero, come conseguenza, sprechi enormi⁸.

Erano necessari controlli tecnici della produzione per la conservazione delle risorse. Via via vennero introdotte norme sempre più rigorose. Alcuni controlli sono ora espliciti dal *Geological Survey*; ma la massima parte dei controlli viene esercitata dai *Conservation Boards* dei singoli Stati: tali controlli riguardano tutte le concessioni: private, statali e federali.

2. TIPI DI CONTROLLI.

I principali tipi di controlli volti ad impedire gli sprechi derivanti dall'esistenza di una molteplicità di produttori sugli stessi giacimenti sono tre: 1) i consorzi di produzione; 2) l'obbligo di perforare pozzi a intervalli determinati; 3) l'obbligo di non superare un determinato ritmo di estrazione, considerato ottimo.

I consorzi di produzione («*unit or cooperative agreements*») di regola sono volontari: solo in casi particolari sono obbligatori. La legge prescrive che gli accordi che costituiscono i consorzi di produzione debbano essere riconosciuti dall'autorità amministrativa; e, per invogliare i produttori a unirsi in consorzi, stabilisce particolari vantaggi. Così tutte le concessioni che fanno capo a consorzi di produzione *non sono computate* nel calcolo del limite massimo di area per le concessioni su terreni federali (Reg. paragr. 192.20).

L'obbligo di perforare pozzi a intervalli determinati è oramai sancito, oltre che dalla legge federale (paragr. 221.11), da tutte le leggi statali. Gli intervalli stabiliti più frequentemente sono: 20-40-60 acri (8-16-24 ettari).

L'obbligo di non superare un determinato ritmo di estrazione, considerato «ottimo», è sancito in tutte le leggi statali. Di tale ritmo ottimo si dirà nella sezione seguente.

Al controllo tecnico che mira alla conservazione delle risorse e alla razionale coltivazione dei giacimenti, si è aggiunto, come anche vedremo nella sezione seguente, un controllo di altra na-

⁸ A. E. KAHN, La regolamentazione della produzione di petrolio greggio negli Stati Uniti d'America, «Rivista trimestrale di diritto e procedura civile», settembre 1955.

tura, che tende a rendere stabili i prezzi e a evitare che la produzione ecceda la domanda di mercato, assegnando «razioni» a ciascun produttore.

3. EFFICACIA DEI CONTROLLI.

Attraverso le risposte avute da funzionari federali e statali, ci siamo formati la convinzione che i controlli tecnici per la conservazione delle risorse sono efficaci. Gli enormi sprechi derivanti dalla «regola della cattura» appartengono ormai al passato. Sussistono tuttavia difficoltà per la razionale coltivazione dei giacimenti, derivanti dal fatto che, normalmente, sugli stessi giacimenti opera un numero molto grande di operatori: questi, a causa dei loro divergenti interessi, non sempre giungono ad accordarsi.

Indubbiamente, l'estrazione più razionale di un giacimento è quella attuata secondo un programma tecnico unitario. Tuttavia, occorre mettere in rilievo un punto importante, che è emerso dai giudizi espressi dai diversi funzionari e tecnici (per es. Duncan, n. 10): le difficoltà di coordinamento e le possibilità di sprechi aumentano più che in proporzione rispetto al numero dei produttori. In altri termini, quelle difficoltà sono gravi quando il numero dei produttori operanti sullo stesso giacimento è molto elevato: trenta o cinquanta o perfino cento. La proprietà privata del suolo, che spesso è estremamente frazionata, determina situazioni siffatte. Ma quando i produttori sono solo due o tre, essi, anche se non costituiscono un consorzio vero e proprio, si accordano facilmente su un piano tecnico unitario per attuare una coltivazione razionale, che è nell'interesse comune. Anzi, in questi casi può perfino aversi una produzione più razionale e più sollecita di quella che si avrebbe se operasse un solo produttore, in quanto essi, in un certo modo, si controllano a vicenda.

VI. – CONSERVAZIONE DELLE RISORSE E RAZIONAMENTO DELLA PRODUZIONE

Benchè nelle leggi dei singoli Stati che prescrivono i vari controffici tecnici⁹ si dichiara che il fine di tali controlli è quello di «conservare» le risorse, esistono due categorie di norme, che concettualmente vanno tenute ben distinte. Vi sono le norme rivolte ad assicurare la razionale coltivazione dei giacimenti, fra cui è quella che vieta di superare l' «ottimo ritmo di estrazione» («Maximum Efficiency Rate», MER), determinato per ciascun giacimento e per ciascun pozzo secondo criteri desunti dalla ingegneria mineraria. E vi sono le norme che conferiscono all'Ufficio statale della conservazione la facoltà di razionare la produzione di ciascun pozzo sulla base, da un lato, del MER e, dall'altro, della «domanda di mercato» (*prorating to market demand*).

1. IL MER.

L' «ottimo ritmo di estrazione» (MER) è calcolato sulla base di vari dati tecnici (pressione spontanea del giacimento, rapporto gas-petrolio, rapporto acqua-petrolio, ed altri) ed è appunto quello che permette, nel corso del tempo, di estrarre la massima quantità possibile di petrolio col minimo spreco dell'energia spontanea. Questo criterio, che è tecnico, sotto un certo aspetto è anche economico, in quanto tende a indicare la quantità estraibile nel lungo periodo col minimo costo reale.

⁹ I relatori hanno potuto ottenere le leggi dei seguenti stati: Texas (che è il principale Stato produttore), California, Louisiana, Oklahoma, Colorado, Illinois, Wyoming, Kansas, Arkansas, Virginia, New Mexico, Mississippi.

2. IL RAZIONAMENTO.

Il razionamento della produzione, ossia l'assegnazione della quota di petrolio che i singoli pozzi possono produrre, è compiuto mensilmente sulla base della «domanda di mercato»: il MER costituisce in ogni caso il limite massimo.

Il *Bureau of Mines*, che fa parte del Ministero dell'Interno, compila ogni mese previsioni della domanda probabile. L'*Interstate Oil Compact*, un ente costituito da una legge del 1935 e composto dai rappresentanti degli Stati produttori, suggerisce una ripartizione del «fabbisogno» complessivo fra i vari Stati. Ma quell'organo e questo ente hanno compiti puramente informativi e di coordinamento: il *Conservation Board* di ogni Stato è «sovrano» nelle sue decisioni riguardanti il razionamento. (Va osservato, però, che le previsioni del *Bureau of Mines* hanno, in pratica, grande importanza, nel senso che costituiscono un orientamento tanto per le compagnie quanto per gli Uffici statali).

I produttori, i raffinatori e i commercianti hanno l'obbligo di fornire mensilmente al *Board* statale vari dati, fra cui quelli delle scorte in loro possesso. Coloro che intendono compiere acquisti sono, a loro volta, obbligati a notificare al *Board*, anche mensilmente, la quantità di idrocarburi che s'impegnano a comperare. Sulla base di questi dati, in dibattiti aperti al pubblico (*hearings*) il *Board* fissa le quantità producibili ogni mese e le ripartisce fra i singoli produttori, assegnando le quote a ciascun pozzo. In concreto, il *Board* stabilisce il numero dei giorni che ciascun pozzo può produrre.

In generale, sono fissati dei limiti minimi di esenzione dal razionamento per i pozzi «marginali», ossia per i pozzi dai quali l'estrazione avviene con pompe o altri mezzi artificiali e non grazie all'energia spontanea del giacimento (V. per es.: *Oil and Gas Conservation Laws* del Texas: artt. 6008, 5, e 6049, b). Ciò per il fatto che il costo di estrazione con mezzi artificiali è notevolmente più elevato e costituisce un limite automatico alla quantità producibile. D'altra parte, con le esenzioni dei pozzi «marginali», si è ridotta l'opposizione dei piccoli produttori alla politica del razionamento, che altrimenti avrebbe potuto costituire per essi un onere insopportabile. Se è vero che il «razionamento» è stato ed è appoggiato sopra tutto dalle grandi compagnie, che ritraggono il massimo vantaggio dalla stabilità dei prezzi, è anche vero che non esiste un diffuso malcontento fra i piccoli produttori. Fra grandi e piccoli si è determinata una notevole solidarietà d'interessi.

3. PRECEDENTI STORICI.

Le norme tecniche sulla conservazione hanno un'origine più antica di quelle del razionamento. Nel Texas, per esempio, già una legge statale del 1919 stabiliva norme volte ad assicurare la razionale coltivazione dei pozzi e ad evitare gli sprechi.

Già prima della grande depressione, che ebbe inizio nel 1929, esponenti dell'industria petrolifera americana avevano elaborato diversi progetti, sia per «conservare» le risorse in senso tecnico, sia per controllare la produzione e «rendere stabile il mercato».

La spinta decisiva all'intervento dei Governi statali per conservare le risorse e razionare la produzione fu data dalla coincidenza di due eventi: la grande depressione e la scoperta dell'East Texas Field, uno dei più vasti e ricchi del mondo. Con la grande depressione avevano già avuto luogo forti flessioni di prezzi e accumulazione di scorte invendute. Nel Texas, il principale Stato produttore, la scoperta del campo anzidetto, avvenuta alla fine del 1931, fece precipitare la situazione: il prezzo arrivò a livelli bassissimi (in certe zone scese fino a 10 centesimi per barile). Il Texas dette l'esempio, con provvedimenti di emergenza e drastici interventi (si giunse alla proclamazione dello stato di emergenza e alla chiusura dei pozzi con le rivoltelle in pugno)¹⁰.

¹⁰ Il principale promotore dell'attuale politica della conservazione e del razionamento nel Texas fu il Generale della riserva E. O. Thompson, con cui avemmo una lunga e interessante conversazione (n. 26)

4. CONSEGUENZE DEL RAZIONAMENTO.

Da allora la politica della conservazione e del razionamento è applicata in tutti gli Stati ed è disciplinata da norme rigorose. Sono previste penalità per chi produce più della sua quota. Una legge federale (il Connally «*Hot Oil*» Act del 1935) ha dichiarato illegale il trasporto fra i vari Stati di petrolio prodotto in violazione del razionamento prescritto dagli Uffici statali della conservazione.

La macchina del razionamento funziona con efficienza (grazie alla severità delle norme) e con celerità (grazie alla brevità del periodo – un mese – che intercorre fra le assegnazioni delle quote di produzione). Quando la domanda complessiva di petrolio flette, la produzione viene prontamente ridotta. Nel 1949, per esempio, durante una recessione economica relativamente lieve, la produzione di petrolio grezzo fu ridotta a 249 milioni di tonnellate (era stata di 273 milioni nell'anno precedente).

La produzione è frenata anche nei periodi di prosperità, come l'attuale. Per esempio, nel marzo di quest'anno la Railroad Commission of Texas (così si chiama, per ragioni storiche, l'Ufficio di Conservazione del Texas) permetteva che i pozzi operassero per soli diciotto giorni. Nel settembre il numero dei giorni era anche inferiore: quindici.

È da notare che il Texas produce circa il 43 % della produzione americana. Non in tutti gli Stati, tuttavia, la politica del razionamento ha risultati egualmente restrittivi. La produzione della California è press'a poco eguale al MER. Il fatto è che i costi di trasporto, sopra tutto all'interno, costituiscono un ostacolo economico non lieve ai movimenti dei prodotti petroliferi. La California è ora in un periodo di rapido sviluppo e, da Stato esportatore, è divenuto uno Stato importatore di prodotti petroliferi: non è necessario «razionare» la produzione.

Per gli Stati Uniti nel suo complesso si stima che nel 1955 la produzione sia stata, molto approssimativamente, circa l'80 % di quella potenziale (MER): circa 320 milioni di tonnellate rispetto a 400 milioni. (All'attuale forte limitazione contribuisce, come si è già accennato, la pressione delle importazioni).

Il risultato è che il prezzo del petrolio grezzo molto raramente diminuisce: o rimane stabile o aumenta. Ed il prezzo americano a noi, naturalmente, interessa perchè esso serve di base nella determinazione del prezzo internazionale.

VII. – IL PROBLEMA DEI TRASPORTI

1. ORGANI DI CONTROLLO.

Il trasporto di petrolio fra i vari Stati è soggetto al controllo dell'*Interstate Commerce Commission*, quello del gas naturale al controllo della *Federal Power Commission*, entrambi uffici federali. Il trasporto all'interno degli Stati è soggetto al controllo degli Uffici statali della conservazione.

La ragione della divisione delle competenze fra due diversi uffici federali sta principalmente nel fatto che l'industria del gas naturale è molto più recente di quella del petrolio. I tipi di controllo sono diversi e diversa è la loro efficacia: nell'industria del gas l'intervento pubblico ha incontrato minori resistenze ed è stato attuato più razionalmente e più a fondo.

2. EFFICACIA DEI CONTROLLI.

I controlli pubblici riguardano essenzialmente la determinazione delle tariffe di trasporto e mirano ad impedire discriminazioni, tanto nelle tariffe quanto nelle quantità da trasportare.

Si sa bene che, nella prima fase di sviluppo dell'industria petrolifera, Rockefeller si avvale sopra tutto del monopolio degli oleodotti, oltre che di accordi con le società ferroviarie, per battere i concorrenti e stabilire il predominio della «Standard Oil» nell'industria petrolifera americana. La Standard giunge ad avere un monopolio quasi assoluto, che mantenne fino al 1911, anno in cui fu smembrata in diverse compagnie, in seguito ad un giudizio promosso dal Ministero della Giustizia in applicazione della legge anti-trust.

Fino ad un tempo recente, le grandi compagnie, proprietarie dei principali oleodotti, si avvalevano della loro posizione di vantaggio nel campo dei trasporti per spingere in basso i «prezzi al campo» (*field prices*) del petrolio grezzo, prodotto da piccoli produttori indipendenti, e spingere in alto i prezzi di vendita alle raffinerie indipendenti. Tuttora pare che in qualche zona si ripresentino situazioni di questo genere. Ma, secondo le dichiarazioni di diversi funzionari e tecnici (Gatchell n. 8, Cross n. 15, Brown n. 24), negli ultimi quindici anni sono stati eliminati molti degli abusi e il problema dei trasporti è ora assai meno grave, per diversi motivi.

a) In primo luogo, dopo una serie d'interventi infruttuosi, l'*Interstate Commerce Commission* nel 1940 è riuscita a ridurre da 100.000 a 10.000 barili la quantità minima che una compagnia proprietaria di un oleodotto a grande diametro è tenuta a trasportare per conto altrui se ne viene richiesta. In questo modo, ha consentito a un gran numero di produttori, relativamente piccoli, che non posseggono mezzi di trasporto, di servirsi a condizioni non onerose dei grandi oleodotti.

Già la legge Hepburn del 1906 aveva dichiarato «common carriers» – mezzi di trasporto di uso comune – gli oleodotti a grande diametro. Ma le maggiori compagnie erano riuscite a sottrarsi agli obblighi previsti dalla legge, nonostante le azioni giudiziarie promosse e vinte dal Ministero della Giustizia.

b) Nel 1941 è stato approvato un decreto che vieta la discriminazione nelle tariffe e limita al 7 % i profitti delle compagnie comproprietarie di oleodotti (nei decenni precedenti i profitti raggiunsero livelli elevatissimi: fino al 30 e al 50 %) ¹¹.

c) In generale, l'*Interstate Commerce Commission* da un lato e, dall'altro, il Ministero della Giustizia hanno ottenuto un successo crescente nel reprimere le discriminazioni e gli abusi. Occorre però osservare che questo crescente successo è stato per lo meno facilitato, per ragioni evidenti, dalla politica di razionamento, attuata dai vari Stati a partire dagli anni che immediatamente precedono la seconda guerra mondiale.

3. TRASPORTO DEL PETROLIO.

La costruzione degli oleodotti è tuttora esente da qualsiasi controllo. I principali oleodotti appartengono alle grandi Compagnie. L'*Interstate Commerce Commission* e gli Uffici statali della Conservazione esercitano il loro controllo solo sulle tariffe e sulle quantità da trasportare.

4. TRASPORTO DEL GAS NATURALE.

La Federal Power Commission ha poteri assai più ampi, disciplinati dal Natural Gas Act del 21 giugno 1938 (emendato nel 1942, 1947 e 1954). Oltre al potere di controllare le tariffe e ai poteri di vietare discriminazioni di ogni genere (art. 4), la Commissione ha la facoltà di autorizzare la costruzione di gasodotti per il trasporto di gas fra Stati diversi (art. 7). Tali gasodotti vengono così ad essere gestiti in condizioni di monopolio legale, controllato dall'ente pubblico.

¹¹ J. DIRLAM, *The Petroleum Industry*, saggio incluso nel volume «The Structure of American Industry», pubblicato a cura di W. Adams (Macmillan, New York), 2^a ed., 1954. p. 241-2.

Nel concedere la licenza, la Commissione può determinare l'area che deve essere servita dal gasodotto (art. 7, *f*) e può stabilire quelle condizioni e prescrizioni che considera opportune nell'interesse pubblico (art. 7, *e*). Altre norme interessanti sono quelle relative alla contabilità delle compagnie produttrici di gas naturale. In particolare, l'art. 8 stabilisce che «la Commissione può prescrivere il sistema di contabilità che le compagnie produttrici di gas naturale dovranno tenere e può classificare tali compagnie e prescrivere un sistema di contabilità per ogni classe».

VIII – TRATTAMENTO FISCALE

Nella legislazione americana esistono due importanti agevolazioni fiscali per l'industria petrolifera: una riguarda l'attività di esplorazione, l'altra l'attività propriamente produttiva.

1. INTANGIBLES.

La prima agevolazione (Internal Revenue Code, Regulations 188, 1953, 39.23. m, 16) riguarda la possibilità di detrarre come spese correnti, e non semplicemente come spese in conto capitale, un certo numero di spese sostenute per l'esplorazione geologica e geofisica, che non si concretano in beni tangibili e che sono chiamate «intangible and development costs» o, più brevemente, «intangibles»; inoltre, possono esser detratte in conto reddito *tutte* le spese sostenute per perforare pozzi che risultano sterili. Le spese che si concretano in beni «tangibili» – impianti, costruzioni, strade, ecc. – e che conducono alla scoperta di pozzi produttivi sono invece detratte in conto capitale.

Il trattamento preferenziale, pur nella fase delle esplorazioni, non si arresta qui. È infatti stabilito che le detrazioni dei costi «intangibili» possono essere compiute da *redditi di ogni genere*: non sono circoscritte al reddito trattato dalle opere costruite con quelle spese, né al reddito ricavato, dal contribuente, da sue attività nell'industria petrolifera. Questo significa che un proprietario fondiario, per esempio, o un commerciante, se compie investimenti per prospezioni geologiche o geofisiche, al fine di trovare giacimenti di idrocarburi, può detrarre, *dal suo reddito di proprietario fondiario o di commerciante*, l'intero ammontare delle spese «intangibili» di esplorazione. Questa particolare norma contribuisce a spiegare perché gli investimenti per attività di ricerca siano tanto elevati negli Stati Uniti e perché i piccoli ricercatori indipendenti (wildcatters) siano colà tanto numerosi.

2. DEPLETION ALLOWANCE.

L'altra agevolazione consiste nel così detto «abbuono per l'esaurimento» («depletion allowance»): Internal Revenue Code of 1954, sec. 613, 1; Regulations 118, 1953, 39.23, m, 4). Chi possiede pozzi di petrolio e di gas può detrarre un ammontare pari al 27,5 % del reddito lordo annuale; tale detrazione, tuttavia, non deve superare il 50 % del reddito netto.

L'effetto delle due agevolazioni è considerevole: mentre, in media e in via largamente approssimativa, negli Stati Uniti una compagnia non petrolifera versa al fisco, per l'imposta sul reddito, *oltre il 50 % degli utili netti*, una compagnia petrolifera difficilmente paga più del 25 %. (Nelle concessioni su terreni indiziati l'onere totale, comprendendo la royalty, si aggira sul 40-50 %)¹².

La giustificazione della «depletion allowance» è che i giacimenti di petrolio durano per un periodo limitato: l'estrazione di petrolio va assimilata a consumo di capitale piuttosto che a un reddito. La giustificazione, in sé, è fondata. Ma sono state sollevate molte critiche circa l'*entità* della

¹² Si veda la Sezione I della quarta parte.

detrazione¹³. Anche per altri minerali è consentita una «depletion allowance»; ma quella per il petrolio è *la più alta di tutte* (15 % è la regola: Internal Revenue Code, sec. 613, b). Inoltre, il beneficio della detrazione totale degli «intangibles», *quale che sia la provenienza del reddito*, costituisce un privilegio che pare difficile giustificare con ragioni economiche. In realtà, ogni volta che i privilegi fiscali accordati all'industria petrolifera sono stati oggetto di attacco, in ultima analisi sono state prospettate, per difenderli, ragioni strategiche e militari.

3. INVESTIMENTI ALL'ESTERO.

Tanto l'una che l'altra agevolazione fiscale si applicano anche agli investimenti compiuti all'estero da compagnie o persone aventi cittadinanza americana. (La legislazione americana è l'unica che concede le agevolazioni fiscali per le attività petrolifere anche se compiute all'estero. Neanche questa estensione può essere giustificata con argomenti puramente economici: entrano in gioco, di nuovo, considerazioni strategiche).

Tuttavia, se quelle stesse compagnie o quelle stesse persone non operano come compagnie o come cittadini *americani*, ma, per le leggi del paese in cui investono debbono assumere la nazionalità di questo paese, essi perdono questi vantaggi. Ottengono però, per il reddito trasferito negli Stati Uniti, un «tax credit» – ossia una detrazione pari alle imposte sul reddito che si presume che il singolo investitore o la compagnia abbia pagato al paese in cui opera (Internal Revenue Code of 1954, Part III, Subpart A).

I vantaggi rappresentati dalle due agevolazioni su ricordate («intangibles» e «depletion allowance») sono quasi sempre maggiori del vantaggio rappresentato dal «tax credit». Tale differenza non ha praticamente rilevanza per le grandi compagnie, che prendono le loro decisioni circa i paesi in cui investire e l'entità degli investimenti in base a elementi ben diversi dai semplici vantaggi fiscali comparativi; ma la differenza può essere invece notevole per i piccoli investitori. Pertanto, se si stabilisce che solo i cittadini italiani, o società legalmente costituite in Italia (anche se formate da capitalisti stranieri), possono ottenere i permessi e le concessioni, una tale norma può scoraggiare gli investimenti da parte di piccoli capitalisti o di piccole compagnie americane.

Tuttavia, come si vedrà (sez. XI), sembra in ogni modo poco probabile l'afflusso di un numero rilevante di piccoli investitori americani.

4. IL PROGETTO DI LEGGE DEL 14 %.

È stato presentato al Congresso americano un progetto di legge che, in aggiunta al «tax credit» stabilisce un abbuono del 14 % sui redditi di tutti gli investimenti compiuti nell'«emisfero orientale» (già esiste una norma siffatta per gli investimenti compiuti nell'«emisfero occidentale»). Varie persone responsabili – fra cui il Sottosegretario Wormser – ci hanno dichiarato che l'approvazione di tale progetto, che sarà discusso dal Congresso all'inizio dell'anno prossimo, è «molto probabile».

Funzionari del Ministero del Tesoro americano ci hanno precisato che, se questa legge sarà approvata, la differenza fra i vantaggi derivanti, da un lato, dagli «intangibles» e dalla «depletion allowance» e, dall'altro, dal «tax credit» (accresciuto dal 14 %), tenderà a ridursi di molto e perfino a scomparire. La questione della nazionalità degli investitori, sotto l'aspetto fiscale, non avrebbe allora più importanza.

¹³ Cf. A. KAHN, La regolamentazione della produzione, ccc., cit.

IX. – LE COMPAGNIE PETROLIFERE

1. CATEGORIE.

Esiste uno stuolo di compagnie, relativamente piccole, ciascuna delle quali opera in uno solo dei diversi settori della industria petrolifera (esplorazione, produzione, trasporto, raffinazione, distribuzione). V'è poi un gruppo esiguo di grandi società integrate verticalmente, che operano in tutti o nella maggior parte dei cinque settori. Le principali società «integrate» non sono più di una trentina. Di queste, cinque sono grandissime: hanno interessi in molti paesi e, insieme con altre due grandi società straniere (British Petroleum – già Anglo-Iranian – e Dutch-Shell), fanno parte del così detto cartello internazionale: entrano, cioè, in quella rete di accordi per la ripartizione del mercato mondiale che è stata analizzata dal rapporto della «Federal Trade Commission» del 1952 (*The International Petroleum Cartel*, pag. 378). Le altre compagnie, di dimensioni minori, hanno interessi prevalentemente negli Stati Uniti e si autodefiniscono «grandi indipendenti».

Riportiamo l'elenco delle venti maggiori compagnie indicando, a fianco, il reddito lordo totale del 1952, in milioni di dollari¹⁴: tale reddito comprende anche quello delle compagnie sussidiarie. Abbiamo avuto colloqui con alti funzionari delle compagnie segnate con l'asterisco.

* 1. Standard Oil (New Jersey)	4.051
* 1a. Humble Oil (sussidiaria della 1)	
* 2. Texas	1.589
3. Socony-Vacuum	1.561
* 3a. General Petroleum (sussidiaria della 3)	
4. Standard Oil (Indiana)	1.617
* 5. Gulf	1.539
6. Standard Oil (California)	1.015
7. Shell Oil	1.142
* 8. Sinclair	856
9. Cities Service	910
10. Phillips	723
11. Sun Oil	617
* 12. Atlantic Refining	603
13. Tide Water	429
* 14. Union Oil	270
15. Standard Oil (Ohio)	283
* 16. Richfield	181
17. Pure Oil	340
* 18. Continental	397
19. Mid Continent	41
20. Skelly	206

La Standard Oil (New Jersey), la Texas, la Socony-Vacuum, la Gulf e la Standard of California fanno parte del cartello. Insieme con la British Petroleum e la Shell, nel 1949 esse controllavano il 55 % della produzione mondiale, esclusa la Russia e i paesi dell' Europa orientale, ovvero l'88 %, escludendo anche gli Stati Uniti. Nello stesso anno, le sette compagnie controllavano il 57

¹⁴ L'elenco è tratto dal saggio di J. B. DIRLAM, *The Petroleum Industry*, già citato (p. 238). La classificazione è fatta in base alle quantità del petrolio raffinato dalle maggiori compagnie nel 1952.

% della capacità mondiale di raffinazione, esclusa la Russia, l'Ungheria, la Polonia e la Romania, ovvero il 77 %, escludendo anche gli Stati Uniti¹⁵.

Negli Stati Uniti, le venti maggiori compagnie controllavano circa il 48 % della produzione totale e circa l'84 % della capacità di raffinazione¹⁶.

Nella seconda sezione della IV parte (§ 4) si riportano alcuni dati finanziari delle principali società petrolifere.

2. ORGANIZZAZIONE.

Le grandi compagnie integrate verticalmente hanno, di regola, un dipartimento per ciascuno dei cinque settori di attività; inoltre hanno altri dipartimenti, che si occupano dei problemi legali, fiscali, finanziari, commerciali e del personale. (Le grandissime compagnie, aventi cospicui interessi internazionali, hanno ampie divisioni, per gruppi di paesi; la Gulf, per esempio, ha due grandi divisioni: una per gli affari nell' «emisfero occidentale» – che comprende i paesi del continente americano –, l'altra per gli affari nell' «emisfero orientale» – che abbraccia, fra gli altri, i paesi europei).

Il sig. R. W. Ragland, vice-presidente della Società Richfield (una delle «grandi indipendenti») ci ha fornito lo schema dell'organizzazione interna della stessa società; ci ha dichiarato che, sebbene società più grandi della Richfield abbiano un maggior numero di dipartimenti, tale schema può essere considerato rappresentativo. La Richfield ha tredici dipartimenti, e cioè:

- | | |
|-----------------------------|---|
| 1. Esplorazioni | 8. Acquisti |
| 2. Produzione | 9. Ufficio di segreteria |
| 3. Trasporto e raffinazione | 10. Ufficio del personale e delle relazioni industriali |
| 4. Distribuzione | 11. Assicurazione |
| 5. Dipartimento legale | 12. Assistenza medica |
| 6. Contabilità e tasse | 13. Relazioni pubbliche. |
| 7. Tesoreria | |

3. IL DIPARTIMENTO DELLE ESPLORAZIONI.

Dal punto di vista dell'organizzazione, il dipartimento più interessante è quello delle esplorazioni. È diretto da uno dei vice-presidenti della compagnia ed è composto dai seguenti uffici:

- 1) Ricerche scientifiche
- 2) Divisione geologica:
 - a) Paleontologia
 - b) Geofisica
 - c) Esplorazioni informative (*scouting*) e amministrazione
- 3) Divisione delle concessioni
- 4) Ufficio dell'assistente al vice-presidente
- 5) Ufficio di segreteria

La divisione geologica si compone di 85 funzionari, oltre il direttore. La sotto-divisione geofisica, che dipende dalla divisione geologica, si compone invece di soli 9 funzionari. (Ciò perché la Richfield, come tutte le grandi compagnie, affida le ricerche geofisiche a squadre di società specializzate, limitandosi a controllare il lavoro svolto da queste). Dalla stessa divisione geologica dipen-

¹⁵ *The International Petroleum Cartel*, cit., p. 24-25.

¹⁶ J. DIRLAM, *op. cit.*, p. 238.

dono i «geologi regionali», che a loro volta dirigono le esplorazioni nelle diverse aree. I geologi regionali *godono della massima autonomia: l'ufficio centrale si limita a coordinare le loro attività.*

Sostanzialmente simile, anche se formalmente diversa, è l'organizzazione del dipartimento delle esplorazioni della General Petroleum (affiliata alla Scoony-Vacuum): abbiamo avuto un colloquio col vice-presidente C. Wagner, che dirige tale dipartimento. Gli uffici tecnici sono tre:

1) Gruppo geologico residente; interpreta i dati e coordina le attività di ricerca in corso.

2) Divisione per la progettazione geologica: elabora i progetti di ricerca «di lungo periodo».

3) Divisione geofisica: controlla le squadre geofisiche assunte a contratto.

Il gruppo geologico residente controlla le attività dei geologi nelle varie aree, i quali tuttavia godono di un'ampia autonomia.

La questione dell'articolazione delle attività dei geologi e del grado di autonomia ad essi lasciato è una questione d'importanza essenziale. Il fatto è che l'attività di ricerca geologica, pur fondandosi su conoscenze scientifiche, non può svolgersi secondo formule rigide, poichè grande è la varietà delle conformazioni geologiche: in ciascuna particolare situazione, il geologo deve formulare particolari ipotesi, in cui non possono non entrare valutazioni personali: certe ipotesi, che possono condurre al successo in determinate aree, possono fallire in altre aree. V'è quindi il problema, per le grandi compagnie, di raggiungere un equilibrio fra l'esigenza del coordinamento fra le attività dei vari geologi e l'esigenza di rendere possibile la sperimentazione delle più disparate ipotesi geologiche. Questo problema è tanto più importante, in quanto le grandi compagnie spesso operano su aree molto vaste: in certi paesi (specialmente in quelli del Medio Oriente) esse operano addirittura in condizioni di monopolio. Da chiarimenti ottenuti dai signori Ragland e Wagner e da notizie avute dal direttore delle esplorazioni della Canadian Gulf Company (Pearson, n. 49) abbiamo tratto la conclusione che le grandi compagnie sono riuscite, nel corso del loro sviluppo, ad elaborare un compromesso praticamente efficiente. L'organizzazione dei loro dipartimenti geologici consente il *decentramento* delle iniziative da parte dei vari geologi e permette ai singoli geologi, aventi posti di responsabilità, di sperimentare le più svariate ipotesi geologiche. In ogni ripartizione geografica esiste un geologo capo che coordina le attività dei geologi responsabili di singole zone (*area superintendents*): presso l'ufficio di ogni geologo capo-zona si tengono periodicamente riunioni dei vari tecnici, durante le quali vengono discussi collegialmente i progressi delle ricerche e le notizie e i dati raccolti dai tecnici¹⁷. Per di più è previsto un periodico *avvicendamento* dei geologi nei diversi paesi e nelle diverse aree.

4. SOCIETÀ GEOLOGICHE E GEOFISICHE. SOCIETÀ PER PERFORAZIONI.

Le grandi compagnie *affidano la massima parte delle ricerche geofisiche a società specializzate*. Anche per le ricerche propriamente geologiche esse impiegano non solo squadre proprie, ma anche squadre di società specializzate. Ciascuna compagnia dispone di un gruppo di geologi fissi: una specie di stato maggiore, che sorveglia e indirizza l'attività delle squadre geologiche e geofisiche assunte a contratto e di quelle eventualmente appartenenti alla compagnia. Quanto alle perforazioni, la regola ormai generale è che esse sono affidate dalle grandi compagnie a società specializzate («*drilling contractors*»). Il costo delle ricerche e delle perforazioni attuate da società specializzate, che impiegano anche le attrezzature necessarie, di regola è minore del costo che le compagnie dovrebbero sopportare se svolgessero con proprie squadre e proprie attrezzature: le società specializzate, infatti, lavorando per conto di diverse compagnie, possono ridurre al minimo i periodi di inattività dei tecnici e delle attrezzature e vendere i loro servizi a prezzi relativamente bassi. Il com-

¹⁷ A Calgary siamo stati invitati ad assistere a una delle riunioni, che hanno luogo ogni mattina presso l'ufficio del geologo capo della Canadian Gulf Company. A questa riunione partecipavano una dozzina di tecnici – geologi ed esploratori informatori (*scouts*) – operanti nell'area di Calgary.

penso richiesto dalle società geologiche e geofisiche può consistere in una royalty addizionale, ed in questo caso esse vengono a partecipare al rischio delle esplorazioni, perchè, naturalmente, ottengono la royalty solo se effettuano scoperte. Ma, secondo quanto ci ha dichiarato il direttore di una delle maggiori società geofisiche americane, il sig. De Golyer, questo è un caso eccezionale: di regola, nel contratto di ricerca vengono pattuiti compensi fissi, indipendentemente dall'esito delle ricerche. Il costo di una squadra geologica (due tecnici) è di circa 3.000 dollari al mese; il costo di una squadra geofisica (circa venti uomini) è di circa 20.000 dollari al mese. Il costo di perforazione è di circa 10 dollari per piede (20.000 dollari al metro); le tariffe, tuttavia, possono variare secondo il tipo dei terreni e secondo altre circostanze particolari. (Nella documentazione si riportano due elenchi di società geologiche e geofisiche).

X. – CENNI SULLA STRUTTURA DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA

Occorre distinguere cinque settori, ciascuno dei quali presenta particolari caratteristiche: esplorazione, produzione, trasporto, raffinazione, distribuzione.

1. ESPLORAZIONE.

In questo settore sembra vi sia piena concorrenza: il numero di coloro che compiono investimenti in esplorazioni non è precisabile, ma è indubbiamente assai grande; nè vi sono ostacoli all'ingresso di nuovi ricercatori. Ma si debbono esprimere importanti qualificazioni.

Innanzitutto, come si è visto, operano molte società geologiche e geofisiche per conto altrui: le maggiori compagnie normalmente affidano le ricerche a queste società, le quali quindi non possono considerarsi fra gli operatori in concorrenza.

In secondo luogo, le norme fiscali offrono grandi vantaggi a chi compie investimenti in ricerche. Particolarmente rilevante è la norma che consente di detrarre i costi «intangibili» per ricerche da qualsiasi reddito, anche da redditi non provenienti dall'industria petrolifera. In sostanza un contribuente può scegliere: o pagare una certa somma al fisco, o acquistare un biglietto della lotteria petrolifera. Ovviamente, anche se le probabilità di vincere sono minime, risulta conveniente, particolarmente a coloro che percepiscono redditi elevati, arrischiare la somma piuttosto che perderla versandola al fisco. Questa situazione, fra l'altro, contribuisce a spiegare perchè la percentuale dei pozzi esplorativi sterili sia tanto elevata negli Stati Uniti.

I ricercatori fortunati possono continuare a svolgere attività di produzione, ed in questo caso entrano nella schiera, relativamente numerosa, dei piccoli produttori; ma più spesso, poichè un'attività di produzione implica difficoltà particolarmente gravi per piccoli soggetti, essi preferiscono cedere le loro concessioni alle società più grandi o in cambio di una somma di denaro, o riservandosi una royalty addizionale («overriding royalty»). (Bradshaw, n. 11 Oakes, n. 12).

2. PRODUZIONE.

Si stima che operino circa 18.000 piccoli produttori, che producono il 38 % della produzione; la quota restante (62 %) è controllata da una quarantina di società. Le venti maggiori società controllano circa la metà della produzione¹⁸.

I piccoli produttori sono dunque numerosi; ma la produzione è fortemente concentrata. Inoltre l'intera produzione è regolata dalla politica di razionamento, attuata dai vari Stati, onde i piccoli

¹⁸ J. DIRLAM, *op. cit.*, p. 280.

produttori non possono muovere concorrenza se non marginalmente alle grandi compagnie. Queste, anzi, in diverse circostanze hanno assunto le difese dei piccoli, i quali, coi loro costi elevati, costituiscono come una cintura protettiva per le grandi compagnie.

Anche i piccoli ricercatori (*wildcatters*) sono stati difesi dalle grandi compagnie: in sostanza essi svolgono un'attività utilissima alle grandi compagnie, operando come «pattuglie avanzate» per conto di queste (Bradshaw, n. 11, Cox, n. 22).

Nella produzione esiste dunque una situazione oligopolistica, con una regolamentazione generale (il «razionamento») paragonabile a quella che potrebbe essere attuata da un grande cartello.

3. TRASPORTO.

Qui la concentrazione è elevatissima, non soltanto negli Stati Uniti, ma nel mondo. Le sette maggiori compagnie, di cui cinque sono americane, posseggono il 50 % di tutta la flotta mondiale di navi-cisterne e, attraverso contratti di lungo periodo, controllano una parte cospicua del 40 % delle navi appartenenti a compagnie non petrolifere. Le stesse compagnie controllano tutti gli oleodotti importanti del mondo. Le maggiori compagnie americane hanno un controllo pure completo di tutti i principali oleodotti degli Stati Uniti. In questo settore, il controllo pubblico ha avuto, come si è visto, una notevole efficacia nell'impedire che le maggiori compagnie, avvalendosi di questa situazione oligopolistica, sfruttassero i piccoli produttori. Efficacia anche maggiore ha avuto il controllo pubblico sul trasporto di gas naturale.

4. RAFFINAZIONE.

La concentrazione è elevata: 20 compagnie controllano l'84 % del petrolio raffinato. Il restante 16 % si distribuisce fra un gran numero di raffinerie indipendenti (circa 250). (Si veda oltre: § 5, b).

Si ha una situazione di «oligopolio non omogeneo»: poche imprese dominanti, con una folla di piccole imprese.

5. DISTRIBUZIONE.

5, a. *Commercio all'ingrosso di petrolio grezzo*. – Il potere di mercato delle grandi compagnie è il riflesso della loro posizione preminente nella produzione. Il prezzo del petrolio grezzo è reso stabile dalla politica del razionamento, che avvantaggia sia i grossi che i piccoli produttori, ma principalmente i primi.

5, b. *Commercio all'ingrosso di prodotti raffinati*. – Le grandi compagnie vendono la maggior parte di questi prodotti e «guidano» i prezzi: il mercato americano è praticamente diviso in 11 zone, in ciascuna delle quali una grande compagnia opera da «price leader»¹⁹. La natura della «price leadership» è tuttora dibattuta fra gli economisti. Essa nasce, comunque, da una situazione di «oligopolio non omogeneo»: poche imprese dominano il mercato, nel quale esiste anche una folla di piccole imprese. Queste non sempre si attengono ai prezzi fissati dalle imprese dominanti: a volte, per espandersi, fissano prezzi più bassi. Ma difficilmente i piccoli hanno successo quando tentano di ridurre i prezzi. Innanzi tutto, essi trovano gravi difficoltà ad aumentare in misura considerevole i loro rifornimenti, che spesso sono controllati dai grandi. Le difficoltà sono accresciute dai diaframmi creati sul mercato dalla pubblicità e dalla preferenza del pubblico verso determinate marche di

¹⁹ Temporary National Economic Committee, monograph n. 39: *Control of the Petroleum Industry by the Major Oil Companies*, 1941, p. 46.

fabbrica. Inoltre, i grandi in molti casi legano a sè i piccoli con contratti di vendita di lungo periodo, nei quali sono inserite condizioni che rendono difficile l'attuazione di un'autonoma politica di prezzi. Elevate probabilità di successo, invece, hanno riduzioni di prezzo attuate da una grande compagnia che cerchi di espandersi in una nuova zona: in questo caso, però, le compagnie già operanti in quella zona, per difendersi, possono ridurre i prezzi anche di più: si hanno allora vere e proprie «guerre di prezzi». Poichè queste «guerre» sono costose, esse vanno intraprese solo in condizioni particolari.

5, c. *Distribuzione al minuto*. – Le grandi compagnie controllano circa un terzo delle stazioni di distribuzione. In questo settore esiste una notevole concorrenza e le «guerre di prezzi» sono frequenti. La concorrenza, tuttavia, si svolge entro limiti assai ristretti, appunto perchè le grandi compagnie controllano in ampia misura i prezzi all'ingrosso e possono, variando questi, modificare i margini di profitto dei distributori, secondo la loro convenienza.

XI – INVESTIMENTI ALL'ESTERO DI COMPAGNIE AMERICANE

I rischi economici e politici di investire all'estero sono molto elevati: solo le grandissime compagnie del cartello, che dispongono di ampi mezzi e di uffici specializzati, compiono investimenti in paesi lontani. Inoltre, queste compagnie sono nettamente avvantaggiate sulle altre nell'investire all'estero, perchè esse hanno accordi di ripartizione dei vari mercati, in molti paesi dispongono di raffinerie e controllano buona parte dei mezzi di trasporto. Non basta produrre il petrolio, occorre poterlo vendere; e le grandi compagnie «indipendenti» sanno di dover affrontare difficoltà di sbocco, che possono risultare gravissime. Ciò non vuol dire che le compagnie «indipendenti» non compiano investimenti all'estero: ma esse preferiscono paesi relativamente vicini agli Stati Uniti, come i paesi dell'America latina (Ciegel, n. 16), non solo perchè sono già conosciuti ma anche perchè da tali paesi possono, con minori difficoltà, importare petrolio negli Stati Uniti, ove anche le «indipendenti» dispongono di raffinerie, mentre non ne dispongono che in casi assai rari in altri paesi. Se si avventurano all'estero, esse cercano di riunire le loro forze e *si associano in gruppi di tre o quattro, costituendo nuove compagnie*. Solo le più grandi fra le «indipendenti», come la Sinclair, la Cities Service, l'Atlantic Refining, e poche altre (per lo più comprese fra le venti maggiori compagnie americane) si avventurano fuori dalle due Americhe.

Quanto ai piccoli produttori indipendenti, *essi compiono investimenti in paesi lontani solo in via del tutto eccezionale*. Possono essere indotti a investire all'estero dal trattamento fiscale eccezionalmente favorevole concesso dalle leggi americane anche agli investimenti all'estero, purchè gli investitori operino come cittadini americani o come compagnie americane. Ma i rischi politici ed economici per gli investitori individuali sono pressochè proibitivi. Se investono all'estero, *gli investitori individuali tendono ad associarsi a compagnie più potenti* – ma allora non operano più automaticamente; oppure cedono, dietro compenso, le loro concessioni alle grandi compagnie non appena sorgono difficoltà. Questo è appunto accaduto nella provincia canadese di Alberta, che pure presentava condizioni particolarmente favorevoli per i piccoli investitori americani, sia per la vicinanza che per la lingua e l'affinità del sistema sociale e politico: nei primi anni del recente sviluppo, dal 1947 al 1951-52, piccoli investitori americani erano numerosi nel Canada. Nel 1952 si ebbe una crisi, durante la quale i piccoli produttori o fallirono o furono assorbiti dai grandi o cedettero i loro diritti ai grandi e si ritirarono (Goodhall, n. 47). Come si vedrà (parte II, IV sezione), la concentrazione della produzione e delle concessioni nell'Alberta è ormai molto elevata. Anche più elevata è la concentrazione della produzione nel Venezuela, dove tre compagnie (la Standard Oil, N. J., la Shell e la Gulf controllano circa il 90 % della produzione²⁰: le grandi compagnie «indipendenti»

²⁰ *Venezuela Up-to-date*, bollettino mensile dell'Ambasciata del Venezuela a Washington, giugno 1955, p. 13.

hanno concessioni relativamente piccole; non risulta che colà operino piccoli produttori individuali (Oakes, n. 12).

In Turchia, secondo l'avv. Batzel (n. 21), che ha collaborato alla redazione della legge petrolifera turca, operano solo le grandi compagnie del cartello. Le grandi compagnie indipendenti per ora stanno alla finestra ad osservare. I piccoli produttori sono assenti.

(Per una stima degli investimenti all'estero delle compagnie americane, si veda la sezione seguente, n. 3, c).

XII – DATI STATISTICI

1. PRODUZIONE.

(A)

PRODUZIONE, PREZZI E POZZI PERFORATI

	Produzione (milioni di tonnellate)	Prezzo (dollari per barile)	Pozzi perforati (migliaia)	
			totale	pozz. esplorativi
1934 . . .	12,5	1.00	18	?
1935 . . .	13,5	0.97	21	?
1936 . . .	14,9	1.00	25	?
1937 . . .	17,3	1.18	32	?
1938 . . .	16,4	1.13	27	2,6
1939 . . .	17,1	1.02	26	2,7
1940 . . .	18,3	1.02	28	3,0
1941 . . .	18,9	1.14	30	3,3
1942 . . .	18,7	1.19	18	3,4
1943 . . .	20,3	1.20	18	4,0
1944 . . .	22,7	1.21	23	4,8
1945 . . .	23,2	1.22	25	5,6
1946 . . .	23,4	1.41	26	5,8
1947 . . .	25,1	1.43	31	6,8
1948 . . .	27,3	2.00	37	8,0
1949 . . .	24,9	2.54	38	9,1
1950 . . .	26,7	2.51	42	10,3
1951 . . .	30,4	2.53	43	11,8
1952 . . .	30,9	2.53	44	12,4
1953 . . .	31,9	2.67	49 (a)	13,3
1954 . . .	31,2 (b)			
1955 . . .	33,6 (c)			

Fonti: United Nations, *Statistical Yearbook*, 1954, p. 118 e *Monthly Bulletin of Statistics*, novembre 1955, p. 31; J. DIRLAM, *The Petroleum Industry*, cit., p. 251; American Petroleum Institute, *Petroleum Facts and Figures*, XI ed. (1953), pp. 86, 87, 100, 107.

(a) Di cui 18,5 (37,5 %) sterili. – Profondità media per pozzo: 1200 metri; profondità massima: 6300 metri.

(b) Di cui 15 milioni prodotti su terre federali.

(c) Stima.

(B)

PRODUZIONE DI ALCUNI STATI NEL 1953

(milioni di tonnellate)

	1953	Percentuale
Texas	138.5	43.4
California	49.3	15.5
Louisiana	34.6	10.8
Oklahoma	27.4	8.6
Kansas	15.6	4.9
Altri Stati	53.6	16.8
TOTALE	319.0	100.0

Fonte: Am. Petr. Inst., *Petroleum Facts and Figures*, cit., p. 115.

2. COMMERCIO CON L'ESTERO.

(A)

IMPORTAZIONI ED ESPORTAZIONI

(milioni di tonnellate)

	Importazioni		Esportazioni	
	Petrolio grezzo	Prodotti raffinati	Petrolio grezzo	Prodotti raffinati
1949	21	10.5	5	10.7
1950	23	17	5	9.5
1951	24	16	4	15.6
1952	28	18	3.6	16
1953	31	19	2.7	15.7

(B)

IMPORTAZIONI DI PETROLIO GREZZO SECONDO I PAESI DI PROVENIENZA

(milioni di tonnellate)

	Venezuela	Medio Oriente	Altri paesi
1949	14	5	2
1950	14.6	5.4	3
1951	14.3	5.1	4.6
1952	16	7.7	4.3
1953	15.6	10.5	6.9

Fonte: Am. Petr. Inst., *Petroleum Facts and Figures*, cit., p. 230, 237, 238.

3. INVESTIMENTI.

(A)

CAPITALE COMPLESSIVAMENTE INVESTITO (stime)

(miliardi di dollari)

Petrolio:

Produzione	19.8
Trasporto	3.9
Raffinazione	5.9

Distribuzione	3.7
Altre attività	0.6
	<hr/>
Totale	39.9
	<hr/>
Gas naturale	9.0
	<hr/>
Totale generale	42.9

(B)
POSIZIONE DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA
(stime del capitale investito – in miliardi di dollari)

1. Agricoltura	170
2. Imprese di pubblica utilità . . .	52
3. Industria petrolifera	43
4. Ferrovie	36

Fonte: *World Petroleum Statistical Yearbook*, 1954, p. 67.

(C)
INVESTIMENTI DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA DURANTE IL 1953
(milioni di dollari)

	Negli Stati Uniti	All'estero
Produzione:		
Costo delle concessioni	425	35
Pozzi e impianti	1.684	313
Altri investimenti	193	14
Totale	2.302	362
Trasporto:		
Oleodotti e gasodotti	266	21
Navi petroliere	98	8
Vagoni cisterna	8	3
Altri mezzi di trasporto	18	1
Totale	390	33
Raffinazione	709	61
Distribuzione	329	31
Impianti per prodotti chimici	65	—
Altri	61	7
Totale generale	3.856	494

Fonte: Am. Petr. Inst., *Petroleum Facts and Figures*, 1953, p. 285.

4. REDDITO DELLE 35 PRINCIPALI COMPAGNIE (miliardi di dollari).

	1953	1954
Reddito totale	22,3	22,8
Costi ed altre detrazioni	20,0	20,4
Reddito netto	2,29	2,32
di cui: per attività svolte all'interno .	1,59	1,47
per attività svolte all'estero .	0,70	0,85
id.: % del reddito totale	10,3	10,2
Dividendi	1,0	1,0

Fonte: The Chase Manhattan Bank, *Financial Analysis of the Petroleum Industry*, luglio 1955, p. 16.

PARTE SECONDA CANADÀ

I. – CONSIDERAZIONI GENERALI

Sin dal tempo della prima guerra mondiale si erano avute scoperte di campi petroliferi nella provincia canadese dell'Alberta. Ma il rapido sviluppo della produzione è molto recente: ha avuto inizio nel 1947 con la scoperta di un grande campo petrolifero presso Edmonton, quello di Leduc. Dal 1947 al 1954 la produzione di petrolio grezzo dell'Alberta è aumentata di quasi 14 volte: da 860 mila tonnellate a 11 milioni e 800 mila tonnellate. La provincia dell'Alberta nel 1954 ha prodotto oltre il 90 % dell'intera produzione canadese (11,8 milioni di tonnellate contro 12,9). Nelle altre provincie occidentali (British Columbia, Saskatchewan e Manitoba) è ora in corso un'intensa attività di esplorazione. Particolarmente promettenti appaiono le prospettive del Saskatchewan che già nel 1954 ha prodotto oltre 700 mila tonnellate di petrolio.

L'industria petrolifera canadese si va sempre più strettamente integrando con quella degli Stati Uniti. Delle cinque principali compagnie quattro sono americane. I due più importanti oleodotti, che partono da Edmonton, capitale dell'Alberta, terminano in aree americane: uno a Sarnia, sul lago Ontario, l'altro a Vancouver sul Pacifico. Sebbene il Canada importi ancora circa il 45 % del petrolio grezzo consumato all'interno, le esportazioni verso il mercato americano vanno aumentando: nel 1954 sono state esportate 350 mila tonnellate di grezzo negli Stati Uniti, si stima che nel 1955 queste esportazioni siano salite complessivamente a 1 milione e 600 mila tonnellate. I prezzi sono fissati sulla base di quelli americani. I produttori che si servono dell'oleodotto che sbocca a Sarnia (e sono ancora la maggioranza) ricevono un prezzo uguale a quello di Sarnia meno il costo del trasporto dal luogo di produzione a Sarnia (indipendentemente dal costo effettivo di produzione). Mentre le provincie occidentali consumano, in gran parte, petrolio prodotto all'interno ed anzi esportano negli Stati Uniti una gran parte della produzione, le provincie orientali (Ontario, Quebec e Montreal) importano, in gran parte o totalmente, il petrolio che esse consumano dagli Stati Uniti e dal Venezuela.

Le agevolazioni fiscali sono assai simili a quelle vigenti negli Stati Uniti, sebbene non altrettanto estese. Le norme sulla conservazione e sul razionamento della produzione sono state ricalcate su quelle degli Stati americani; esperti americani collaborano alla elaborazione di tali norme.

Tuttavia, il sistema delle concessioni è diverso da quello in vigore sui terreni federali e statali americani. Nell'Alberta è stato adottato il così detto sistema della scacchiera, che non è applicato negli Stati Uniti. Introdurre questo sistema è sembrato, al tempo stesso, possibile e conveniente, per il fatto che nell'Alberta, a differenza degli Stati Uniti, la maggior parte del sottosuolo (l'86 %) appartiene al demanio pubblico. Il sistema della scacchiera – come fra breve apparirà chiaro – presuppone necessariamente la proprietà pubblica del sottosuolo.

II. – IL SISTEMA DELLE CONCESSIONI: LA SCACCHIERA

In breve, il sistema funziona nel modo seguente.

Chi ha un permesso di ricerca, la cui area massima è di circa 40 mila ettari, può chiedere concessioni fino a 20 mila ettari, ma ogni singola concessione deve essere di forma quadrata o rettangolare ed avere un'area non superiore, rispettivamente a 2300 e 2600 ettari circa. Fatta la scoperta si deve chiedere la concessione entro tre mesi e intanto si debbono sospendere tutti i lavori di per-

forazione entro un raggio di quattro miglia e mezzo. Prima di accogliere la domanda di concessione, l'autorità amministrativa, d'accordo col richiedente, sceglie un'area equivalente a quella richiesta in concessione, la quale ritorna alla Provincia come «riserva della Corona»: quest'area potrà essere un quadrato o un rettangolo contiguo a quello richiesto, oppure un «corridoio» largo un miglio. Infatti le concessioni che in seguito il permissionario può richiedere (il permesso continua a restare in vigore fino alla scadenza) non possono essere contigue: debbono fare angolo, secondo un sistema a scacchiera, o debbono essere distanti fra loro almeno un miglio. Tutte queste prescrizioni mirano a un solo scopo: rendere improbabile che lo scopritore possa senz'altro entrare in possesso di tutto il giacimento scoperto, ossia fare in modo che le aree della riserva, che ritornano alla provincia, coprano qualche parte dei giacimenti. A questo tendono il limite di spazio – 2300 e 2000 ettari – e le condizioni concernenti la «scacchiera» e il «corridoio», ossia la posizione reciproca delle varie concessioni. Riguardo al limite di spazio, si rinvia alla sezione IV della IV parte: qui si ricorda soltanto che, nell'Alberta, il limite massimo era stato fissato originariamente in 4000 ettari circa, ma, essendosi constatato che esso consentiva regolarmente ai ricercatori di impadronirsi dell'intero giacimento, si ridusse successivamente la misura a 2300 ettari per la concessione di forma quadrata e a 2000 ettari per quella di forma rettangolare.

Il fondamento razionale delle prescrizioni concernenti la «scacchiera» e il «corridoio» appare chiaro se si considera che i giacimenti di idrocarburi hanno, normalmente, forma allungata (questa stessa considerazione spiega perchè si sia stabilito, per il rettangolo, una superficie massima minore che per il quadrato). Il limite di tempo (tre mesi, con l'obbligo della sospensione delle perforazioni) gioca una parte altrettanto importante di quella che gioca il limite di spazio: infatti, sebbene geologi possano compiere supposizioni approssimative sulla probabile forma di estensione del giacimento già dopo il primo pozzo produttivo, la delimitazione esatta del giacimento richiede non meno di due anni.

In sostanza, l'idea che è al fondamento di tutte queste norme è quella di fornire un'esca per spingere le compagnie a far ricerche; ma nel tempo stesso di evitare che esse si mangino tutta l'esca, cioè si prendano tutto il giacimento, restituendo alla Provincia solo zone sterili.

Le aree della riserva vengono messe all'asta. Alle aste possono concorrere tutte le compagnie, comprese quelle che hanno ottenuto le concessioni nelle aree contigue.

III – LE NORME FONDAMENTALI

1. REGULATIONS GOVERNING THE RESERVATIONS OF PETROLEUM AND GAS RIGHTS (1949 emendamenti fino a tutto il 1954).

Art. 6:

1) Nessuna esplorazione geofisica potrà essere intrapresa se la persona o la compagnia che conduce tale esplorazione non ha ottenuto una licenza dalla Provincia.

2) Non si concederà nessun permesso di ricerca per un'area maggiore di 100.000 acri. La lunghezza dell'area del permesso non potrà superare il triplo della sua larghezza.

3) Il numero di permessi che possono essere tenuti in un dato momento da uno stesso soggetto in base al presente regolamento non potrà essere maggiore di due.

4) Il permissionario non potrà assegnare, trasferire o concedere ad altri il suo permesso o parte di esso, ma egli ha il diritto di far svolgere qualsiasi lavoro da altri, per suo conto.

Art. 18:

3) Quando un pozzo perforato in un permesso di ricerca ha provato, secondo il giudizio del Ministro, la presenza di petrolio in quantità commerciale, il permissionario dovrà presentare, entro tre mesi dalla scoperta, domanda per una concessione che contenga il pozzo della scoperta; egli

non potrà iniziare altre perforazioni per un raggio di 4,5 miglia dal pozzo della scoperta fino a quando non avrà presentato la domanda per la concessione.

Art. 25:

1) Il permissionario può richiedere in concessione – ai sensi della parte VI del Mines and Minerals Act – un'area non superiore alla metà della superficie del permesso che ricade in ciascuna «township».

2. THE MINES AND MINERALS ACT (1950, emendamenti a tutto il 1954).

Art. 232:

1) Ogni singola concessione dovrà avere forma quadrata o rettangolare.

2) L'area massima di una concessione sarà di nove sezioni (misure catastali), ovvero 5750 acri (pari a circa 2300 ettari), se di forma quadrata, e di otto sezioni, ovvero 5120 acri (2000 ettari), se di forma rettangolare.

3) Salvo il disposto degli artt. 233, 260 e 262, l'area minima di una concessione sarà di un quarto di sezione (160 acri, ossia 64 ettari).

4) La lunghezza massima della concessione sarà di quattro miglia (km 6,4) e in nessun caso la lunghezza potrà superare il doppio della larghezza.

Art. 233:

1) Se l'area richiesta in concessione è situata in territorio descritto in catasto deve consistere di sezioni o quarti di sezione.

(Il territorio descritto in catasto è suddiviso in «townships» unità aventi forma quadrata, i cui lati – lunghi km. 9,654 – sono orientati nel senso dei paralleli e dei meridiani. Ogni «Township» – che copre un'area di circa 9320 ettari – si suddivide in 36 quadrati di quasi 260 ettari, chiamati «sections». Ogni «section» è suddivisa in 16 quadrati di 16 ettari ciascuno, chiamati «legal subdivisions». Un gruppo di 4 di questi quadrati si chiama «quarter section» e copre 64 ettari).

Art. 234:

1) In un territorio non descritto in catasto, l'area della concessione dovrà avere i lati orientati dal nord al sud e dall'est all'ovest; le relative misure debbono essere orizzontali. (Questa disposizione sull'orientamento dei lati della concessione – disposizione superflua nel caso del territorio descritto in catasto – mira, insieme coi limiti di tempo – Reg. art. 18 – e di spazio – Mines and Min. Act. art. 232 –, ad accrescere le probabilità che le aree contigue, che ritornano alla Provincia, coprano una parte del giacimento).

Art. 272:

Sono «riserve della Corona»

a) le aree frazionali che non possono essere ottenute in concessione secondo l'art. 232;

b) le aree comprese nelle seguenti riserve provinciali (segue un lungo elenco di aree, designate quali riserve pre-costituite; in tutto tali aree coprono una superficie di 2,4 milioni di ettari);

c) quelle aree, comprese nel territorio descritto in catasto, che il Conservatore delle Miniere, sentito colui che ha fatto domanda di concessione, sceglierà come riserve della Corona; dette aree:

1) debbono avere una superficie per quanto possibile equivalente a quella della concessione richiesta;

2) debbono essere nella stessa «township» in cui si trova la concessione o parte della concessione richiesta e per quanto possibile vicine a questa;

3) debbono essere scelte col consenso del richiedente prima che la sua domanda sia accettata;

d) quelle aree, situate su una superficie circostante nel territorio non descritto in catasto, lungo ciascun confine della concessione di ampiezza uguale a quella della concessione richiesta, ammettendosi, tuttavia, che le concessioni facciano angolo...;

e) quelle aree che saranno determinate con speciali regolamenti dal Luogotenente Governatore, concernenti i permessi di diritti su petrolio e gas, secondo l'art. 275;

f) quelle aree che siano designate quali riserve della Corona dal Ministro.

Art. 273:

La domanda di concessione sarà accolta dall'Ufficio minerario a condizione che:

a) nei territori descritti in catasto le concessioni facciano angolo secondo un sistema a scacchiera o siano distanti fra loro almeno un miglio (km. 1,6);

b) nei tenitori non descritti in catasto il richiedente abbia delimitato la sua concessione in modo da permettere la costituzione, di riserve della Corona.

Art. 274:

Delle riserve della Corona la Provincia dispone, nel tempo, nel modo e nei termini prescritti dal Luogotenente Governatore. (In pratica, le aree della riserva vengono accordate in concessione attraverso aste pubbliche).

3. QUADRO RIASSUNTIVO.

(Gli acri sono stati tradotti in ettari e le miglia in chilometri. Abbreviazioni: Reg.: Regulations Governing the Reservations of Petroleum and Gas Rights; MMA: The Mines and Minerals Act).

1) Reg. 6	Area massima del permesso	40.500 ettari.
2) Reg. 18 (3)	Termine per il passaggio del permesso alla concessione	3 mesi
3) Reg. 18 (3)	Prescrizioni per il passaggio	interrompere le perforazioni entro un raggio di km. 7,2 dal pozzo della scoperta.
4) MMA 232 (1)	Forma dell'area della concessione	quadrato o rettangolo.
5) MMA 232 (2)	Area massima della concessione	2070 o 2330 ettari.
6) MMA 232 (3)	Area minima della concessione	65 ettari.
7) MMA 222 (1) e 234 (1)	Orientamento dei lati della concessione	quello delle misure catastali (nord-sud e est-ovest).
8) MMA 232 (4)	Lunghezza massima della concessione	km. 6,4 e comunque non maggiore del doppio della larghezza.
9) MMA 272 (c) (1) e Reg. 25 (1)	Area massima della somma delle singole concessioni in un permesso	½ dell'area del permesso (ha. 20.250).
10) MMA 272, 273 e Reg. 30	Riserve della Corona	Categorie principali: 1) riserve precostituite; 2) aree scelte dal Ministro delle Miniere; 3) quadrati o rettangoli contigui alle concessioni, oppure un corridoio di km. 1,6.

11) MMA 272 (c) (3)	Tempo in cui le Riserve della Corona entrano nella disponibilità della Provincia	Appena il permissionario ha ottenuto la concessione. (L'autorità provvisoria sceglie le aree della Riserva d'accordo con chi ha chiesto la concessione, secondo il terzo punto del 10).
12) MMA 274	Destinazione delle Riserve	A discrezione del Luogotenente Governatore (in pratica: aste pubbliche).

IV. – GIUDIZI SUL SISTEMA DELL'ALBERTA

Abbiamo chiesto a funzionari pubblici e a dirigenti di compagnie private il loro giudizio sul funzionamento del sistema della riserva. In particolare, abbiamo cercato di conoscere se le compagnie sono ostili ad un sistema che (nei casi di giacimenti che coprono un'area relativamente grande) mira a impedire che lo scopritore ottenga l'intero giacimento; ed abbiamo cercato di chiarire se la presenza di più produttori sullo stesso giacimento, che tale sistema genera di frequente, rende difficile uno sfruttamento razionale.

Abbiamo chiesto giudizi sul sistema vigente nell'Alberta alle seguenti compagnie: Standard (New Jersey), Texas, Atlantic, Continental.

Le compagnie, ovviamente, preferirebbero ottenere l'intero giacimento scoperto. Ma ci è stato francamente riconosciuto che il sistema della riserva risponde all'interesse della Provincia. Lo stesso Sottosegretario Hoover, che prima di entrare nella carriera politica ha avuto, come geologo, una lunga esperienza in compagnie petrolifere, ci ha espresso un'opinione sostanzialmente favorevole sul sistema dell'Alberta.

Dal canto loro, i funzionari pubblici canadesi hanno ricordato che, essendo pubblica la proprietà del sottosuolo cui si applica il sistema, lo Stato non toglie nulla a nessuno: il giacimento è dello Stato, il quale lo concede in tutto o in parte allo scopritore, secondo la convenienza pubblica. Il problema si pone in termini puramente economici: se, per rendere attrattiva l'attività di ricerca, sia indispensabile attribuire per intero il giacimento allo scopritore. L'esperienza, osservano quei funzionari, mostra che ciò non è: l'attività di ricerca è stata e continua ad essere molto intensa.

Quanto alle difficoltà tecniche che possono sorgere dalla presenza di più produttori operanti sullo stesso giacimento, è ben noto che gli economisti e i tecnici, in generale, sono favorevoli ad uno sfruttamento unitario del giacimento. A questo proposito, si citano gli enormi sprechi che, sopra tutto nel passato, hanno avuto luogo negli Stati Uniti come conseguenza di una pluralità di operatori e della applicazione della «regola della cattura». Ma i funzionari dell'Alberta e i dirigenti delle compagnie da noi interrogati ci hanno dichiarato che quelle difficoltà e quegli sprechi in Canada non hanno luogo. E ciò per vari motivi.

Anzitutto, vi sono le norme tecniche sulla conservazione. Ci è stato fatto osservare che, sebbene lo sviluppo dell'industria petrolifera canadese sia relativamente recente, l'introduzione e l'attuazione di tali norme non hanno urtato contro gravi difficoltà, sia perchè le autorità dell'Alberta si sono potute avvalere dell'esperienza di altri paesi (specialmente degli Stati Uniti), sia per il fatto che negli ultimi decenni l'ingegneria del petrolio ha elaborato regole tecniche agevolmente traducibili in norme regolamentari.

Insieme con le norme sulla conservazione, la politica del razionamento (che a rigore mira a fini economici – stabilizzazione del mercato e dei prezzi – piuttosto che tecnici) contribuisce a ridurre i pericoli di uno sfruttamento smoderato.

Ma l'aspetto più importante, che differenzia la situazione canadese da quella americana e che riduce grandemente il rischio di uno sfruttamento smoderato, sta nel regime giuridico del sottosuolo: negli Stati Uniti, a differenza dell'Alberta, vige il principio che i diritti sul sottosuolo spetta-

no al proprietario della superficie. Ora, la molteplicità dei produttori operanti sullo stesso giacimento creata dal sistema della scacchiera è, di regola, incomparabilmente più limitata di quella creata, negli Stati Uniti, dalla proprietà privata del sottosuolo, essendo colà molto frazionata la proprietà fondiaria. Col sistema della scacchiera, normalmente sono pochi i produttori che operano sullo stesso giacimento. E il numero, in questo caso, ha importanza decisiva.

Ci è stato fatto rilevare che negli Stati Uniti, nonostante i rigorosi e minuziosi controlli tecnici, sono tuttora notevoli le difficoltà di uno sfruttamento razionale e organico dei giacimenti da parte dei diversi operatori, i quali, quando sono molto numerosi, stentano a raggiungere accordi (si veda la parte I, sez. V. n. 3). Negli Stati Uniti si dibatte tuttora sull'opportunità di rendere generalmente obbligatori i consorzi di produzione (*unit agreements*); comunque, il problema dei consorzi è, colà, tuttora un problema grave, mentre non lo è nella Alberta. Il fatto è che i produttori che operano sullo stesso giacimento, appunto perchè di regola sono poco numerosi, riescono facilmente ad accordarsi sul piano tecnico per uno sfruttamento unitario del giacimento. Anzi, il Sottosegretario al Ministero delle Miniere, sig. Somerville (n. 52), ci faceva osservare che v'è il vantaggio che i diversi produttori vengono a controllarsi a vicenda.

V. – FINI DEL SISTEMA DELL'ALBERTA

1. ENTRATA FISCALE.

Il fine precipuo è quello della massima entrata fiscale. In effetti, i prezzi di asta raggiungono livelli anche molto elevati: il «record» è stato raggiunto da un quarto di sezione (64 ettari) nell'area Bonnie Glen, che fu venduto per oltre tre milioni di dollari (circa 2 miliardi di lire). Aree non provate come produttive, ma indiziate, sono vendute per 100 o 200 mila dollari (60 o 120 milioni di lire) la «suddivisione legale» (16 ettari). I prezzi medi per aree non provate negli anni 1950-1952 sono variati da 71 a 218 dollari per acro (da 100 a 300 mila per ettaro)²¹. Il gettito delle aste per concessioni pertanto, è stato, ed è cospicuo: negli anni dal 1948 al 1954 esso è stato in milioni di dollari: 3,1 - 19,8 - 36,3 - 15,1 - 22,4 - 17,6 - 23,8. Esso però è stato irregolare e si prevede che – via via che le terre migliori saranno state accordate in concessione – tenderà a decrescere (il massimo, finora, si è avuto nel 1950 con 36,3 milioni di dollari). Oltre che per la vendita di concessioni vere e proprie di petrolio e gas naturale, la Provincia ricava entrate anche per la vendita di permessi di ricerca nelle riserve della Corona-aree già tenute in permesso e restituite alla Provincia per decadenza o per rinuncia – e per la vendita di licenze e di concessioni per il solo gas naturale. Le entrate provinciali complessive sono state, dal 1948 al 1954: 3,1 - 19,8 - 36,3 - 15,1 - 22,4 - 22,8 - 64,9 milioni di dollari.

2. MOLTEPLICITÀ DI PRODUTTORI.

Inoltre, la legislazione dell'Alberta mirava a creare (come si è già indicato) una *molteplicità di produttori operanti sugli stessi giacimenti e a favorire l'afflusso nella Provincia di numerose compagnie piccole e grandi*. Sono stati raggiunti questi fini? Tuttora sono frequenti i casi di diversi produttori sullo stesso giacimento. Ma, nella intera provincia, l'importanza dei piccoli produttori è ora molto limitata.

Da alti funzionari, dell'organo che sovrintende alle concessioni (Direction of Mineral Rights Ministry of Miners and Minerals) e dell'organo tecnico di controllo sulle prospezioni e la

²¹ C. E. LEE e R. O. YOUNG, *Entry into Oil Operations in Western Canada*, The Institute of Petroleum, Londra 1953, p. 15-6.

coltivazione (Petroleum Conservation Board) abbiamo appreso che i piccoli ricercatori e produttori furono numerosi soltanto nei primi anni, poi furono assorbiti dalle grandi compagnie o scomparvero (in una crisi che si determinò nel 1951 e 1952).

Oggi due compagnie – l'Imperial controllata dalla Standard del New Jersey, e la Gulf, entrambe americane – producono oltre il 50 % e cinque compagnie – la Standard, la Gulf, la British American (l'unica grande compagnia prevalentemente canadese), la Texas e la Socony-Vacuum – oltre l'80 % della produzione complessiva dell'Alberta. L'imperial tiene 18 milioni di acri in permesso e in concessione, la Gulf circa 9 milioni, su circa 47 milioni complessivamente assegnati.

Questo accentramento non è illegale. Esso è stato possibile perché nell'Alberta non c'è una norma che faccia valere i limiti sul numero (due) e sulla estensione dei permessi (100 mila acri ciascuno) rispetto alle società collegate, né ci sono limiti per l'area totale delle concessioni che ciascuna società può ottenere. E le grandi compagnie ottengono i permessi e le concessioni anche attraverso società sussidiarie e soggetti privati (fra cui sono, addirittura, funzionari delle compagnie stesse!)

Per qual motivo si sono allora stabiliti i limiti sui permessi, se non si è contemporaneamente introdotto alcun controllo sulle società collegate?

Abbiamo fatto questa domanda ad alcuni funzionari degli organi provinciali, i quali, naturalmente, si sono dimostrati imbarazzati ed hanno dato risposte vaghe. La verità sembra essere questa: che quei limiti sono stati introdotti per un ossequio puramente formale a tendenze genericamente antimonopolistiche – «to pay lip service to antimonopolistic tendencies» —, come ha osservato argutamente un funzionario di una compagnia americana.

Si vuole evitare – o si dice di voler evitare – l'accentramento dei permessi e delle concessioni principalmente per impedire che poche grandi compagnie riescano ad assumere una posizione monopolistica, di cui possano avvalersi per limitare la produzione – o il ritmo d'incremento della produzione – e mantenere costanti i prezzi o sptingerli anche all'aumento. Come si spiega allora il fatto che, nonostante il concentramento dei permessi e delle concessioni, nell'Alberta, dal 1947 in poi, si nota uno sviluppo produttivo rapido e vigoroso?

Si deve anzitutto osservare, in tesi generale, che il monopolio (o l'oligopolio) non opera necessariamente in senso restrittivo: se la domanda aumenta con un ritmo sufficientemente rapido, le imprese monopolistiche (o oligopolistiche) possono trovar conveniente espandere la produzione con un ritmo anche elevato. Ora, il mercato canadese è ampio e la domanda crescente. Particolarmente profittevole si prospettava – e si prospetta – la produzione nelle provincie interne, dato l'elevato costo di trasporto terrestre del petrolio.

Inoltre, gli stati centro-settentrionali americani consumano molto più petrolio di quanto producono e tuttora importano cospicue quantità di petrolio dagli Stati meridionali: dato l'elevato costo di trasporto terrestre, è conveniente, anche per le compagnie americane, produrre petrolio in Canada ed immetterlo nel mercato americano: ciò che, come si è già ricordato, sta avvenendo in misura crescente. D'altra parte, come osserva una relazione della Canadian Petroleum Association, i mercati più facili da conquistare sono stati oramai in gran parte conquistati, l'ulteriore sviluppo dell'industria petrolifera canadese, negli anni prossimi, potrà incontrare difficoltà crescenti. Occorre tuttavia tener conto che il mercato interno si sviluppa rapidamente pei rapidi progressi dell'industrializzazione.

Abbiamo chiesto al Presidente del *Conservation Board* dell'Alberta (Mc. Kinnon, n. 47) se in Canada si tema – per il futuro sviluppo dell'industria canadese – la concorrenza del petrolio del Medio Oriente.

Egli ha risposto che anche le grandi compagnie americane che hanno concessioni nel Medio Oriente trovano conveniente sviluppare la produzione canadese, non solo per il risparmio nel costo di trasporto (almeno nelle provincie interne: quelle prossime alla costa atlantica importano dall'estero tutto il petrolio che esse consumano), ma anche per la sicurezza che il Canada offre in caso di guerra o di emergenza: questa sicurezza non esiste per gli investimenti che quelle compagnie hanno compiuto e compiono nel Medio Oriente. Anche questo fatto contribuisce a spiegare il rapido ritmo di sviluppo dell'industria petrolifera canadese.

VI. – CAUZIONI, CANONI ED OBBLIGHI D LAVORO

L'art. 4 delle «Regulations Governing the Reservation of Petroleum and Natural Gas Rights» prescrive:

«Ogni domanda per un permesso di ricerca deve essere accompagnata dai seguenti adempimenti:

a) un diritto fisso di 250 dollari (157.000 lire);

b) un deposito di 2.500 per ogni 20.000 acri o frazione dell'area su cui si intendono compiere ricerche (1.570.000 lire per ogni 8000 ettari o frazione):

c) una relazione riguardante le caratteristiche geologiche dell'area... compilata sulla base di dati geologici pubblicati...».

Per il permesso di ricerca il canone, nei primi quattro mesi, è di 10 centesimi di dollaro per acro (150 lire per ettaro); esso aumenta ad ogni rinnovo: 15-20-25 centesimi per acro (250-300-380 lire per ettaro). I rinnovi sono concessi a termini molto brevi, se sono soddisfatte certe condizioni: sono previsti due rinnovi quadrimestrali e 8, 9 rinnovi trimestrali: *complessivamente, il permesso può durare al massimo tre anni e tre mesi* (Regulations Governing the Reservations of Petroleum and Natural Gas Rights, artt. 6-12).

È interessante notare che il permissionario può ottenere un credito che giunge fino al 50 % delle spese di esplorazione (Reg. art. 20): egli può far valere questo credito nel successivo pagamento del canone di concessione (1 dollaro per acro l'anno, ossia 1560 lire per ettaro) (The Mines And Minerals Act. art. 231).

La royalty varia secondo la produzione dei *pozzi*, nelle misure seguenti (Petroleum and Gas Royalty Regulations, 1951):

Produzione mensile		Royalty
Barili	Tonnellate	(% della produzione)
da 0 a 600	da 0 a 80	5 %
da 1500 a 1800	da 200 a 243	12,5 %
da 4050 e oltre	da 547 e oltre	16 2/3 %

Per produzioni intermedie si applicano aliquote intermedie. Per esempio, per produzioni da 1800 a 4050 barili si applica l'aliquota del 12,5 per i primi 1800 barili (= 225, in cifra assoluta) più l'aliquota del 20 % per i barili eccedenti: in media, si ha un'aliquota compresa appunto fra il 12,5 e il 16 2/3 %.

Sulla produzione di gas naturale si applica l'aliquota del 15 %.

Quanto agli obblighi di lavoro del concessionario, gli articoli 246-250 del «Mines and Minerals Act» dispongono che il concessionario:

1) entro un anno dalla data delle concessioni deve portare sul campo il macchinario e le attrezzature che, secondo il Ministero delle Miniere, sono necessari per le perforazioni;

2) entro lo stesso anno, deve iniziare le perforazioni e continuarle poi con ragionevole diligenza;

3) dopo l'abbandono del pozzo, deve iniziare la perforazione di un altro pozzo entro sei mesi;

4) dopo il completamento di un pozzo, deve iniziare la perforazione di un altro pozzo entro 90 giorni.

VII – CONSERVAZIONE E RAZIONAMENTO

1. IL MER E IL RAZIONAMENTO.

Nell'Alberta, l'organo *amministrativo*, cui compete principalmente l'assegnazione dei permessi e delle concessioni e la sorveglianza sull'adempimento degli obblighi finanziari e amministrativi dei permissionari e concessionari è il Ministero delle Miniere e delle Risorse Minerarie, che ha sede a Edmonton. L'organo *tecnico* è il *Petroleum Conservation Board*, che ha sede a Calgary. Quest'organo è in tutto simile ai Conservation Boards degli Stati americani. (Il generale E. Thompson, commissario dell'Ufficio per la conservazione del Texas, fu invitato a Calgary quale consulente all'epoca della costituzione del Conservation Board dell'Alberta). Anzi, essendo venuto per ultimo, il Conservation Board canadese ha potuto tener conto dell'esperienza degli Stati americani ed ha semplificato e perfezionato tanto la struttura quanto gli strumenti di controllo.

Anche per il Canada, occorre distinguere la politica di *conservazione* da quella del *razionamento*. Da un lato, il Conservation Board attua il controllo tecnico delle attività dei permissionari e concessionari; fra i compiti tecnici rientra la determinazione del *Maximum Efficiency Rate* – MER (che in Canada è chiamato «*Maximum Permissible Rate*», – MPR). Dall'altro lato, esso tende a «stabilizzare il mercato», assegnando le «razioni di produzione» (*allowables*) ai diversi produttori sulla base della domanda. Data la chiarezza e la semplicità delle norme tecniche elaborate nell'Alberta sulla determinazione da un lato del MER e dall'altro degli «allowables», si è creduto opportuno inserire nella quinta parte (documenti) la traduzione di due brevi memorie, che contengono appunto queste norme e che sono usate dai tecnici del Conservation Board canadese; i criteri seguiti dagli Uffici della conservazione degli Stati americani sono simili.

Anche nell'Alberta il «razionamento» si fa sentire: nel 1954 la produzione *effettiva* è stata di 87,6 milioni di barili (quasi 12 milioni di tonnellate); quella *potenziale* (al livello del MER) è stata stimata in 124,8 milioni di barili (quasi 17 milioni di tonnellate); la proporzione fra produzione effettiva e quella potenziale è stata di circa il 70 %. Proporzioni non diverse si sono avute negli anni precedenti²².

Il motivo comunemente prospettato per giustificare la divergenza fra le due produzioni, effettiva e potenziale, è che gli oleodotti sono insufficienti e che occorre attendere che la produzione potenziale in una certa area raggiunga un livello relativamente elevato prima che sorga la convenienza economica di allacciare l'area con una dei due grandi oleodotti già esistenti (Edmonton-Vancouver e Edmonton-Sarnia); anche maggiore deve essere la produzione potenziale per rendere economica la costruzione di un nuovo grande oleodotto. Non è possibile accertare se un tale motivo possa completamente giustificare la divergenza fra la produzione effettiva e quella potenziale. Non è escluso che le maggiori compagnie ritardino la costruzione di allacciamento o pospongano la costruzione di nuovi oleodotti per un tempo più lungo di quello giustificabile con gli argomenti di convenienza economica su ricordati, per la preoccupazione che la produzione addizionale renda necessarie riduzioni di prezzi.

2. PRESCRIZIONI TECNICHE.

Le prescrizioni puramente tecniche, che il Conservation Board ha il potere di imporre ai permissionari e concessionari, sono specificate da una legge del 1950 (*The Oil and Gas Resources Conservation Act*, spec. artt. 30, 34, 39, 40) e da un regolamento dello stesso anno (*Drilling and Production Regulations*, spec. artt. 3, 5, 6).

Le principali prescrizioni riguardano:

a) la frequenza dei pozzi (in via generale, è consentito perforare un pozzo ogni 40 acri, ossia ogni 16 ettari: Reg., art. 3,1);

²² Annual Review of the Oil and Gas Industry, 1954, p. 10.

- b) il divieto di perforare pozzi entro una certa distanza da strade e da opere pubbliche e private;
- c) l'autorizzazione a sospendere le operazioni di perforazione o ad abbandonare un pozzo;
- d) l'adozione di determinati metodi di perforazione e l'impiego di determinate attrezzature o di determinati materiali per le perforazioni;
- e) la registrazione e il rilascio di licenze per le squadre che eseguono le perforazioni;
- f) la protezione di altri giacimenti minerari.

Vi sono poi prescrizioni particolareggiate per assicurare la coltivazione razionale dei giacimenti, ed in particolare l'obbligo, come si è già accennato, di non superare l'ottimo ritmo di estrazione (Maximum Permissible Rate) (Reg., art. 34).

Sono infine da ricordare le norme che autorizzano il «*Conservation Board*» a dichiarare un proprietario di oleodotti o gasdotti «pubblico trasportatore» (*common carrier*) e un acquirente all'ingrosso di idrocarburi «pubblico acquirente» (*common purchaser*) (Oil and Gas Resources Conservation Act, artt. 39 e 40).

Il «pubblico trasportatore» ha l'obbligo di offrire a chiunque i servizi di trasporto di idrocarburi, senza compiere discriminazioni nè sulle tariffe nè sulle quantità. Il «pubblico acquirente» ha l'obbligo di acquistare idrocarburi da chiunque, senza discriminare fra i vari produttori.

Lo scopo evidente di queste norme è quello d'impedire che le compagnie che posseggono oleodotti, si avvalgano della loro posizione monopolistica (o oligopolistica) nel campo dei trasporti per sfruttare ovvero per eliminare i piccoli produttori, o che le compagnie che acquistano all'ingrosso prodotti petroliferi usino della loro posizione monopsonistica (o oligopsonistica) per costringere i piccoli produttori a vendere a prezzi inferiori a quelli di mercato.

VIII – TRATTAMENTO FISCALE

Il trattamento fiscale dell'industria petrolifera canadese è simile a quello stabilito dalle leggi americane: è accordato tanto l'agevolazione relativa agli «intangibles», quanto la «depletion allowance».

1. INTANGIBLES (Income Tax Act, Section 83 A, 1).

Questa agevolazione inizialmente era stata fissata per otto anni ed è stata poi prorogata. Una importante differenza rispetto alle leggi americane sta in ciò, che, in Canada, di questa agevolazione possono godere solo le compagnie che esplicano attività nell'industria petrolifera, mentre negli Stati Uniti essa si applica anche agli individui e la detrazione per costi intangibili può farsi da qualsiasi reddito, anche non proveniente da attività petrolifera. Negli Stati Uniti, pertanto, il campo di applicazione di questa agevolazione è molto più esteso che in Canada.

2. DEPLETION ALLOWANCE (Income Tax Act, 11, (1) b.).

L'abbuono per l'esaurimento è calcolato in modo alquanto diverso e di regola risulta alquanto inferiore che negli Stati Uniti. La legge americana stabilisce che il 27,5 % del reddito lordo può essere detratto a titolo di «esaurimento» dei giacimenti e che tale detrazione non può comunque superare il 50 % del reddito netto.

La legge canadese fissa questo abbuono nella misura unica del 33 ½ % del reddito netto.

Nel Canada le società devono pagare a titolo di «income tax» il 18 % dei primi 20.000 dollari di reddito netto e la somma di 3600 dollari più il 45 % per la parte del reddito che supera i 20.000 dollari. Per una grande società si può considerare, per semplicità, l'aliquota maggiore.

Data la «depletion allowance», per una società petrolifera l'aliquota effettiva dell'Income Tax diventa: $45\% \times \frac{2}{3} = 30\%$ del reddito netto. Occorre tuttavia osservare che l'industria canadese si trova ancora in una fase iniziale di sviluppo e che le spese per ricerche sono tuttora relativamente ampie. Ora queste spese possono esser detratte in conto reddito («intangibles»); di conseguenza, il bilancio di buona parte delle società petrolifere si chiude in passivo e il gettito della «income tax» è ancora molto esiguo (si veda la sezione III della quarta parte).

IX. – DATI STATISTICI

1. PRODUZIONE, PERFORAZIONI E INVESTIMENTI.

(terre provinciali e private – Alberta)

	Produzione (milioni di barili)	Metri perforati (migliaia)	Investimenti per ricerche e sviluppo (milioni di dollari)
1947	6,4	260	25
1948	10,5	500	50
1949	19,8	960	100
1950	27,1	1300	150
1951	45,9	1.670	200
1952	58,9	1.900	250
1953	78,8	1.820	280
1954	87,7	1.640	308

2. AREE NELLA PROVINCIA IN PERMESSO E IN CONCESSIONE ED ENTRATE FISCALI DELLA PROVINCIA DI ALBERTA.

	Terre della Provincia in permesso e concessione (milioni di ettari)	Gettito delle aste (milioni di dollari)			Gettito (milioni di dollari)	
		concessione petrolio e gas	permessi 1	licenza e concessione di gas	dei canoni	delle royalties
1947	5,0	–	–	–	0,6	0,8
1948	10,4	3,1	–	–	2,0	1,4
1949	16,1	19,8	–	–	5,0	3,3
1950	17,2	36,3	–	–	8,6	4,9
1951	23,6	15,1	–	–	14,4	10,0
1952	23,2	22,4	0,04	–	18,0	12,9
1953	21,4	17,6	3,7	1,5	21,1	16,3
1954	18,2	23,8	40,1	0,9	24,4	20,0

Fonte: *Alberta Oil and Gas Picture*, 1955.

3. COSTI DI PRODUZIONE NELLE PROVINCIE OCCIDENTALI.

IMPIEGO DEI FONDI

Spese per il ritrovamento di nuove riserve	1947-54	\$ 536.000.000
Riserve private	1947-54	2,5 miliardi di barili
Costo dei ritrovamenti di nuove riserve		\$ 0,21 per barile di riserva
Spese di ricerche	1954	\$ 246.000.000
Produzione	1954	95 milioni di barili
Costo corrente della ricerca		\$ 2,59 per barile prodotto
Spese di estrazione	1954	\$ 37.000.000
Costo corrente di estrazione		\$ 0,39 per barile prodotto

ANALISI DELLE OPERAZIONI – 1954

	Dollari	Dollari/Barile
Prezzo medio alla bocca del pozzo		2,58
meno: royalties (1/8)		0,32
Reddito lordo dell'operatore		2,26
Costo di estrazione	0,39	
Costo della ricerca	2,59	2,98
Fabbisogno di capitali freschi, escluse le spese per il ritrovamento di nuove riserve		0,72

Fonte: Canadian Petroleum Association, *Income Tax in Relation to the Petroleum and Natural Gas Industry*, 1955.

4. SVILUPPO DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA NELLE PROVINCE OCCIDENTALI.

(Diagrammi tratti dalla citata relazione della «Canadian Petroleum Ass.», *Income tax in relation to the petroleum and natural gas industry*).

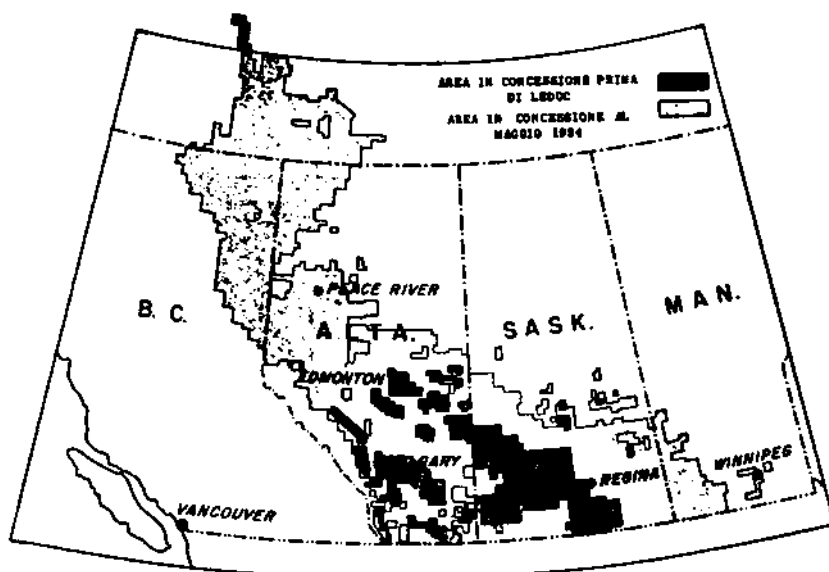
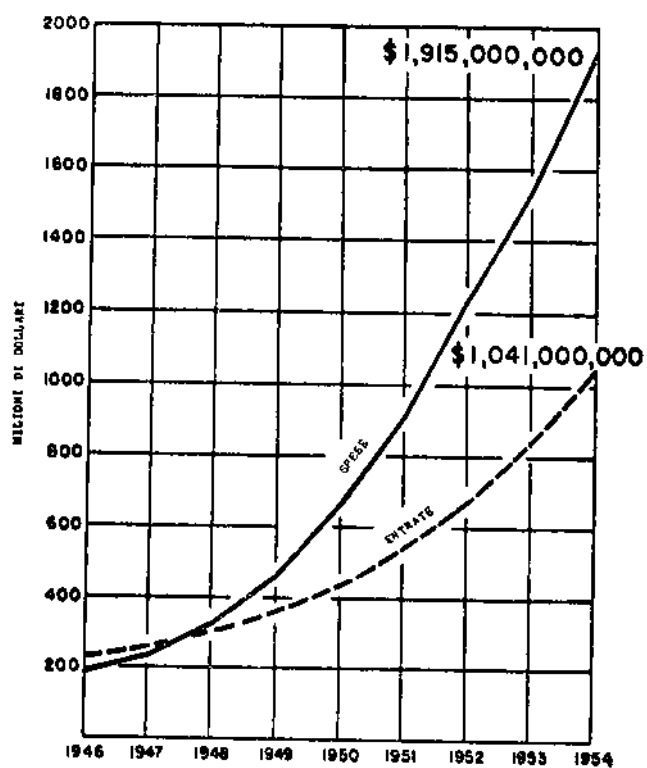


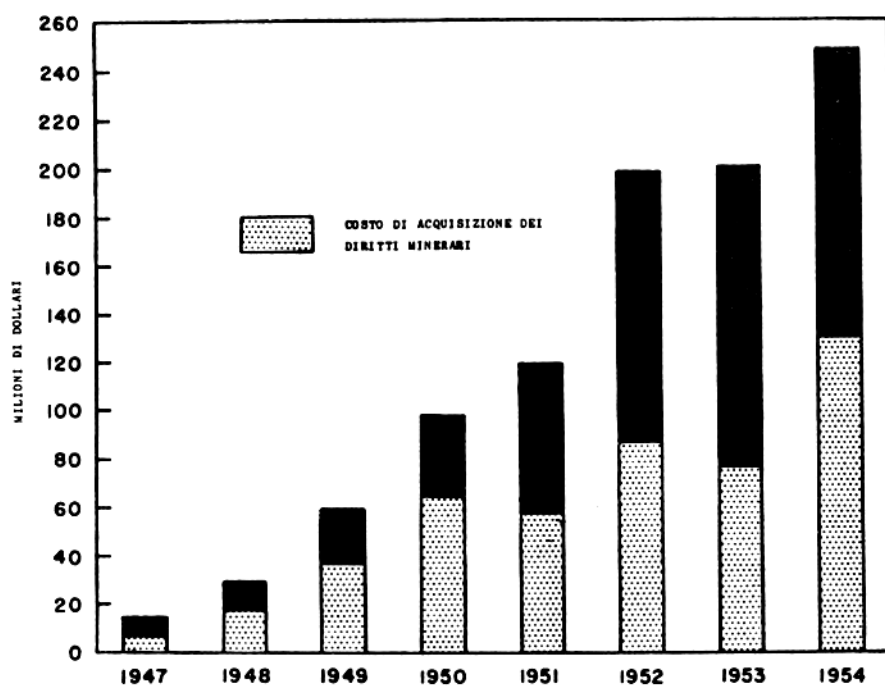
DIAGRAMMA N. 1

SPESE ED ENTRATE CUMULATIVE
INDUSTRIA PETROLIFERA DEL CANADÀ OCCIDENTALE
(1946-1954)

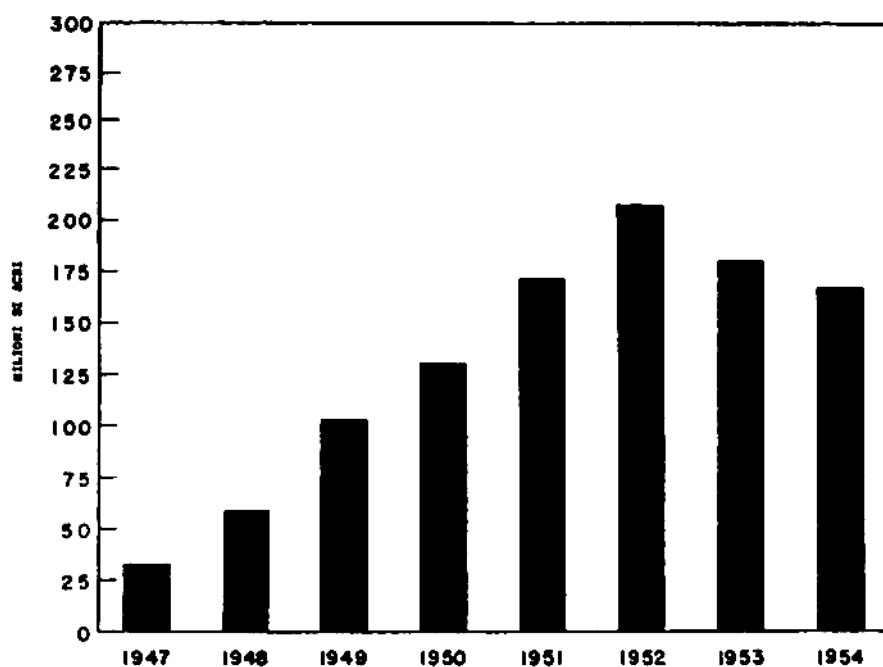


COSTI DI RICERCA
(1947-1954)

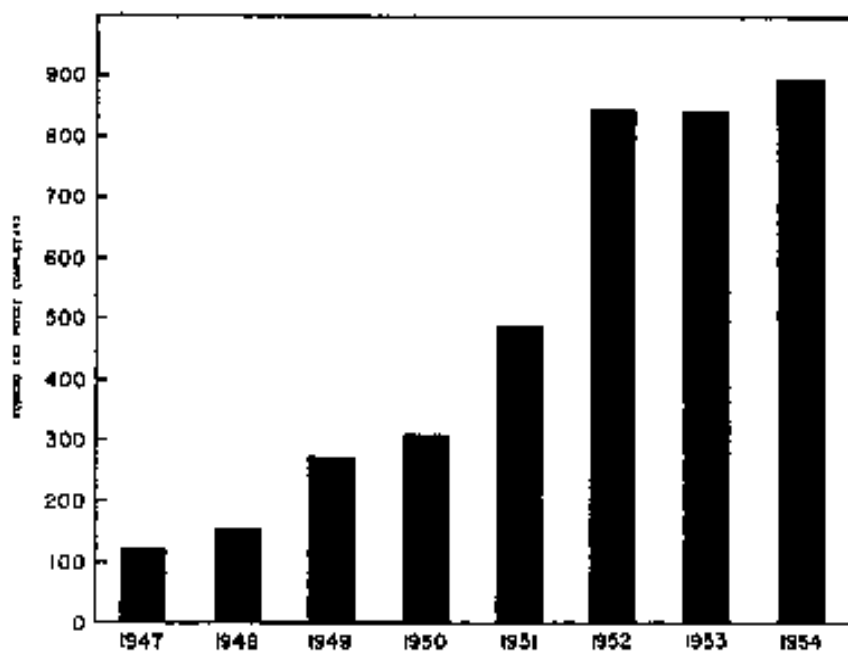
CANADÀ OCCIDENTALE (STIMA)



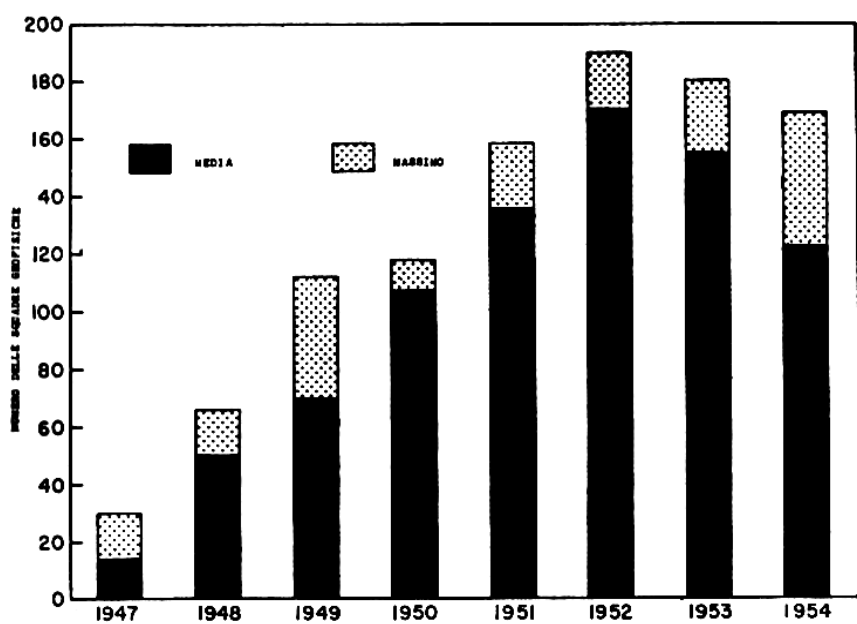
PERMESSI E CONCESSIONI (1947-1954)



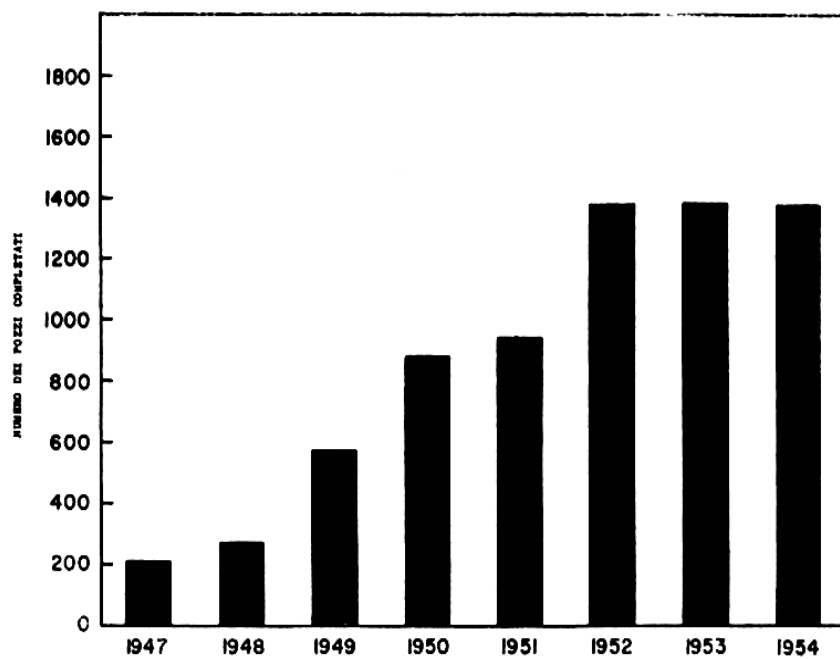
POZZI ESPLORATIVI COMPLETATI (1947-1954) CANADÀ OCCIDENTALE



SQUADRE SISMOGRAFICHE OPERANTI
(1947-1954)
CANADÀ OCCIDENTALE



POZZI PRODUTTIVI COMPLETATI
(1947-1954)
CANADÀ OCCIDENTALE



PARTE TERZA

MESSICO

I. – VICENDE STORICHE

Secondo il diritto spagnolo, la proprietà del sottosuolo spettava allo Stato. Il codice minerario del 1884 ruppe la tradizione e attribuì a colui che aveva la proprietà della superficie anche quella delle ricchezze del sottosuolo. Una legge del 1892 ribadì, in sostanza, questo principio. Ma si accesero dispute vivacissime, alimentate da formulazioni infelici della legge. Nel 1905 il governo tentò di ritornare al principio tradizionale spagnolo presentando un progetto di legge; ma il progetto cadde. Nel 1909 fu approvata una nuova legge mineraria che restò in vigore fino al 1925: essa attribuiva allo Stato la proprietà di certe sostanze minerarie e ai proprietari del suolo quella di altre sostanze, fra cui il petrolio.

Le dispute sull'interpretazione della nuova legge divennero anche più violente. Anche in questo caso erano alimentate da norme ambigue. Il fatto è che, dopo il codice del 1884, vari governi messicani cercarono di ritornare al principio della proprietà pubblica del sottosuolo, ma si urtarono contro i potenti interessi delle compagnie petrolifere, che erano riuscite a stabilire contratti estremamente vantaggiosi coi singoli proprietari fondiari. Mancava a quei governi la forza di sancire apertamente e chiaramente il ritorno al principio giuridico spagnolo; di qui il carattere equivoco delle leggi del 1892 e del 1909.

Dal 1910 al 1920 il governo di Madero e quello di Carranza cercarono di imporre tributi sull'industria petrolifera, incontrando una fortissima opposizione delle compagnie petrolifere, le quali non paventavano tanto l'onere fiscale in sé, quanto temevano che si volesse usare lo strumento fiscale per preparare la nazionalizzazione.

Nel 1913 furono presentate alla Camera, per iniziativa di alcuni deputati, le prime proposte per la nazionalizzazione dei giacimenti petroliferi e la creazione di un'azienda di Stato per sfruttarli. Le proposte non ebbero, allora, alcuna applicazione. Ma la questione della nazionalizzazione dei giacimenti era ormai posta. Occorre notare che fin dal principio essa fu legata alla questione della distribuzione delle terre ai contadini e della riforma agraria: nell'uno e nell'altro caso veniva posta in discussione un'espropriazione per causa di utilità pubblica; e i moti rivoluzionari che traevano origine dalla questione agraria si estendevano ben presto alla questione del petrolio: questa anzi diveniva la questione centrale, data la potenza degli interessi minacciati.

Il secondo decennio di questo secolo fu un periodo sanguinoso nella storia messicana. I moti rivoluzionari si susseguirono quasi senza interruzione; in tutti questi moti entrarono le compagnie petrolifere, che appoggiarono ora l'uno ora l'altro uomo politico, e qualche volta dettero addirittura inizio ai rivolgimenti.

Nel 1911 il governo Diaz venne rovesciato e prese il potere Madero. Nel 1913 Madero venne a sua volta rovesciato da Huerta, apertamente appoggiato dall'ambasciatore americano Wilson e dalle compagnie petrolifere americane. Ma i disordini non cessarono, tanto che nel 1914 gli Stati Uniti invasero il Messico e s'impadronirono di Vera Cruz. Madero, intanto, era stato assassinato, ed era sorto un movimento, contrario a Huerta, capeggiato da Carranza. Questo movimento prevalse, ma solo nel 1917 il governo Carranza fu riconosciuto dagli Stati Uniti. Tuttavia al governo Carranza si oppose il generale Pelaez, che riuscì a stabilire il suo controllo sulle regioni petrolifere. Un esponente delle compagnie si lasciò sfuggire un'imprudente ammissione circa l'aiuto prestato dalle

compagnie stesse a Pelaez. Lo studioso americano Merrill Rippy, dopo averla citata, la commenta così²³:

«Questa dichiarazione rendeva perfettamente comprensibili le accuse secondo le quali i moti rivoluzionari nel Messico erano causati dalla lotta per il petrolio e giustificava anche l'accusa che da quando erano entrate nel Messico le compagnie petrolifere erano cominciate nel paese le difficoltà che erano sboccate in rivoluzioni e sollevamenti».

A Carranza (assassinato nel 1920 da un gruppo di partigiani di Pelaez) successe, dopo una nuova guerra civile, il generale Obregon.

II – LA COSTITUZIONE DEL 1917 E LE LEGGI SUCCESSIVE

Per cercare di contrastare gli interventi di governi stranieri nelle questioni petrolifere messicane, nel 1916 Carranza emise un decreto che obbligava gli stranieri, che intendevano acquistare proprietà agrarie, giacimenti minerari e concessioni, a dichiarare per iscritto che rispetto a tali proprietà e diritti essi si consideravano cittadini messicani. Quest'obbligo veniva ribadito dalla Costituzione del 1917. Ma questa Costituzione conteneva disposizioni ben più radicali. L'art. 27 proclamava infatti la proprietà pubblica di tutte le ricchezze del sottosuolo. Sull'applicazione di questo articolo si svolsero le lotte politiche nel Messico che culminarono nel 1938 con l'espropriazione delle compagnie petrolifere.

Il governo Carranza compì un primo tentativo di far valere il diritto dello Stato sul sottosuolo ponendo tasse sui redditi dei proprietari che avevano fatto concessioni petrolifere. I governi francese e americano protestarono. Le compagnie petrolifere si rifiutarono di ottemperare alla legge.

Tra lotte e contrasti, si arrivò alla legge del 26 dicembre 1925, che mirava ad applicare l'art. 27 della Costituzione, e al relativo regolamento, approvato il 6 aprile 1926. Questi provvedimenti sancivano la proprietà pubblica del sottosuolo, fissavano limiti di area delle nuove concessioni (100 mila ettari su terreni già esplorati, 200 mila ettari su terreni inesplorati) e stabilivano l'obbligo di compiere determinati investimenti per espropriazioni e di versare depositi cauzionali. I permessi di ricerche potevano essere accordati per un periodo da uno a cinque anni, con una proroga di cinque anni; le nuove concessioni erano accordate per trent'anni, con possibilità di rinnovo. Le concessioni in corso venivano confermate per un periodo di 50 anni, a condizione che la conferma fosse richiesta entro un anno dalla entrata in vigore della legge.

Le compagnie si rifiutarono di riconoscere la legge e di chiedere la conferma delle concessioni. Esse provocarono una grave crisi finanziaria ed economica riducendo la produzione di petrolio, sospendendo le perforazioni e ritirando i depositi dalle banche. Gli Stati Uniti minacciarono d'intervenire.

Le compagnie giudicavano particolarmente pericoloso il limite di tempo (50 anni) posto alle concessioni già in corso, non tanto perchè il periodo fosse, in sè, troppo breve, quanto perchè esso veniva imposto retroattivamente: esse si opponevano a ciò in via di principio.

Il governo fu costretto a cedere sul limite di tempo: un decreto del 10 gennaio 1928 aboliva tale limite, ammettendo la conferma a tempo indeterminato delle concessioni in corso. Le lotte, per qualche anno, cessarono.

Le lotte si riaccesero con la promulgazione di due decreti: il primo, del 1935, che stabiliva un salario minimo, il secondo, del 1936, sulle espropriazioni per causa di pubblica utilità. Questo secondo decreto, motivato dalla resistenza che gli industriali avevano opposto alla applicazione della legge sul salario minimo, stabilì la base giuridica per l'espropriazione delle compagnie petrolifere.

²³ Merrill Rippy, *El Petroleo y la Revolucion Mexicana* (trad. dall'inglese), volume pubblicato nel numero 3 del 1954 della rivista «Problemas Agrícolas e Industriales de Mexico», pp. 84-85.

III – L'ESPROPRIAZIONE DELLE COMPAGNIE PETROLIFERE

La legge del 1935 sul salario minimo stabiliva che i salari dovevano essere aumentati, a partire dal 1935, fino ai livelli compatibili con la resistenza economica delle imprese. Questa clausola fu invocata dalle compagnie per rifiutare gli aumenti salariali; ma essa, al tempo stesso, aprì la porta a indagini minuziose sui bilanci delle società petrolifere.

Nel 1936 il sindacato dei lavoratori del petrolio, dopo aver aderito alla Confederazione dei lavoratori del Messico, avanzò una serie di rivendicazioni riguardanti, principalmente, aumenti salariali, la partecipazione del sindacato alla gestione delle imprese, l'assistenza medica e il diritto all'alloggio.

Le compagnie petrolifere si rifiutarono di accogliere quelle rivendicazioni, sostenendo che esse eccedevano la loro capacità economica. Il sindacato si appellò alla Giunta federale di Conciliazione e Arbitrato, la quale nominò una commissione di periti, col compito di indagare sulla situazione economica delle compagnie e di presentare proposte per risolvere la vertenza.

La questione intorno alla quale la Commissione di periti da un lato e le compagnie dall'altro disputarono per molti mesi era quella dei profitti effettivi delle compagnie.

La commissione prese in esame il triennio 1934-1936. Le valutazioni della commissione erano in netto contrasto con i dati che risultavano dai bilanci delle compagnie. Fondandosi sulle prime, il governo messicano sosteneva che nei tre anni 1934-1936 i profitti effettivi delle compagnie erano stati 51,5 e 62,0 e 55,6 milioni di pesos, mentre, secondo le compagnie, i profitti erano stati, rispettivamente, 20,5, 27,7 e 20,8 milioni di pesos²⁴.

Emerse che alcune compagnie vendevano petrolio all'estero, a società collegate o sussidiarie, ad un prezzo inferiore a quello del mercato mondiale. Per esempio, la compagnia El Aguila (gruppo Shell) vendette nel 1936 il petrolio ad una società sussidiaria ad un prezzo netto di 1,96 pesos per barile quando il prezzo mondiale era di 3,28 pesos per barile.

«Il governo messicano – scrive il Rippy²⁵ – sosteneva che non solo le compagnie occultavano i loro profitti reali, vendendo a prezzi artificialmente bassi alle società sussidiarie, ma portavano via dal Messico grandi somme surrettiziamente e senza pagare alcuna imposta, caricando sui costi del triennio 1934-1936 spese che in realtà non erano state sostenute in quegli anni. Facevano ciò distribuendo arbitrariamente gli oneri di ammortamento: rivalutando proprietà quando fluttuavano i cambi; occultando entrate con l'espedito contabile dei «conti speciali», come il conto dei «cambi in sospeso» nel caso della società El Aguila; ricaricando i prezzi di acquisto, come nel caso della Standard Oil of California, per materiali che essa rinviava, teoricamente, alla sua sussidiaria messicana: in realtà questi materiali erano acquistati dalla sussidiaria per conto di El Aguila, a bassi prezzi: El Aguila, a sua volta, si faceva ammortizzare questi costi dalla società madre, che era fuori del Messico. Ancora: le compagnie gonfiavano i costi iscrivendo, fra essi, «spese straordinarie per cause perdute», come accadde nel caso di El Aguila, quando nel 1934-35, iscrisse nei bilanci, sotto questa voce, spese per 14 milioni di pesos, o iscrivendo stipendi e costi di amministrazione esagerati, o facendo comparire retribuzioni a funzionari della compagnia nelle sue officine operanti all'estero, quando in realtà la maggior parte delle operazioni avevano luogo nel Messico».

La disputa entrò nella sua fase acuta al principio del 1938. Sulla base dell'inchiesta della commissione di periti, la Giunta di Arbitrato emise un lodo, che accoglieva molte delle rivendicazioni operaie. Le compagnie si appellarono alla Corte Suprema messicana, che il 1 marzo emise una sentenza con cui riconosceva valido il lodo; ciò nonostante, le compagnie si rifiutarono di applicarlo. Il 18 marzo 1938, il governo Cardenas decretò la nazionalizzazione dell'industria petrolifera.

Le compagnie americane si rivolsero ripetutamente al Dipartimento di Stato. Ma il governo del Presidente Roosevelt mostrò la massima moderazione verso il Messico. Prima il Segretario Hull, poi lo stesso Presidente Roosevelt dichiararono che il governo americano non intendeva inter-

²⁴ *Op. cit.*, p. 110.

²⁵ *Op. cit.*, p. 109.

ferire con gli affari interni del Messico, aggiungendo soltanto che le compagnie petrolifere avevano diritto a un equo indennizzo.

Le compagnie dichiararono una guerra economica senza quartiere al governo messicano. Ritirarono in massa i loro depositi dalle banche, provocando così una riduzione delle riserve metalliche dalla banca centrale e una forte contrazione della circolazione monetaria; e cercarono di colpire in vari modi l'industria petrolifera nazionalizzata. Da un lato, esse esercitarono pressioni sulle aziende americane che rifornivano pezzi di ricambio, macchinari e materiali all'industria petrolifera messicana affinché interrompessero le forniture; dall'altro, esercitarono pressioni sulle aziende dei vari paesi affinché boicottassero l'acquisto di petrolio messicano (l'Inghilterra e l'Olanda proclamarono apertamente il boicottaggio, cercando di influire in questo senso anche su altri paesi). Inoltre la Shell e la Standard, che controllavano gran parte delle navi-cisterne, negarono il permesso di usare le loro navi per il trasporto del petrolio messicano.

Fra i «boicottaggi secondari», è da notare quello della Standard, che si rifiutò di fornire al Messico il tetraetile di piombo, sostanza necessaria per la produzione della benzina, di cui la stessa Standard aveva il monopolio. Inoltre, le forniture di paraffina al Messico furono interrotte.

Secondo alcune testimonianze²⁶, le compagnie petrolifere dettero aiuti finanziari a gruppi fascisti, quello di Saturnino Cedillo e quello delle «Camicie dorate», capeggiate da un certo Rodriguez. La ribellione, però, fu rapidamente soffocata da Cardenas.

IV. – L'AZIENDA DI STATO

L'azienda statale Messicana (Petroleos Mexicanos S.A., Pemex) si trovò pertanto ad operare fra difficoltà gravissime. Tale azienda fu riorganizzata subito dopo la nazionalizzazione, ma le sue origini risalgono a un tempo precedente.

Già nel 1923 il governo messicano aveva creato un'azienda statale per compiere ricerche e coltivazioni sui terreni nazionali. Essa fu riorganizzata una prima volta nel 1933 e una seconda volta nel 1937. Dopo il 1933 tale azienda aveva cominciato ad avere un certo sviluppo.

«In realtà – commenta il Rippey²⁷ – l'obiettivo dei diversi governi messicani che si andavano succedendo, per molti anni era stato quello di porre una industria tanto importante per la economia del paese come quella petrolifera sotto il controllo nazionale, specialmente tenendo conto di quanto pericolosi fossero gli sforzi delle compagnie petrolifere per esercitare un potere politico ed economico maggiore di quello dello Stato. La intenzione era stata quella di raggiungere l'obiettivo gradualmente, creando un'organizzazione nazionale per sfruttare le riserve federali e ampliarla a poco a poco, fino a quando avesse prodotto la maggior parte del petrolio del paese. Il processo evolutivo fu impossibile, a causa della disputa del 1937-1938».

V. – ANDAMENTO DELLA PRODUZIONE PETROLIFERA

Fra tutti questi sconvolgimenti, la produzione si era andata sviluppando in modo irregolare: periodi di rapido sviluppo si erano alternati con periodi di regresso e di ristagno.

Fino al 1921 la produzione, pur fra sussulti, aumenta rapidamente. Nonostante l'anarchia, le compagnie riescono a guadagnare profitti enormi. «Dal 1914 al 1918 i dividendi di El Aguila rappresentarono il 77 % del capitale investito da questa società e le riserve accantonate rappresentarono il 100 % del capitale in detto periodo, cioè la società guadagnò il 177 %»²⁸. Nel 1919 i dividendi di El Aguila furono del 35 %. Dividendi siffatti furono eccezionali, ma anche in seguito i dividendi

²⁶ *Op. cit.*, p. 129.

²⁷ *Op. cit.*, p. 115.

²⁸ *Op. cit.*, p. 88.

delle compagnie petrolifere oscillarono su livelli relativamente elevati. In quegli anni quasi tutta la produzione era esportata.

Nel 1923 la distribuzione degli investimenti, secondo le nazionalità delle compagnie, era così calcolata: 57,7 % compagnie nordamericane, 33,8 % inglesi; 6,7 % olandesi, 1,1 % messicane, 0,7 % compagnie di altri paesi.

Nel 1921 la produzione ammontò a 26 milioni di tonnellate, che fu la massima quantità mai estratta nel Messico in un anno. Successivamente la produzione andò declinando. A questo declino contribuirono le lotte interne e la grave incertezza del diritto. Ma esso fu determinato anche da vari altri fattori: la sfavorevole congiuntura internazionale e la flessione dei prezzi del petrolio, l'aumento della produzione mondiale dovuto a nuove scoperte in altri paesi (specialmente negli Stati Uniti e nel Venezuela).

L'aumento della produzione fino al 1921 non fu un fenomeno del tutto fisiologico: un funzionario della Pemex affermava che in quel periodo lo sfruttamento dei giacimenti da parte delle compagnie era gravemente smoderato: le compagnie cercavano di estrarre quanto più petrolio potevano, senza molte preoccupazioni per il futuro. Tale tendenza, secondo lo stesso funzionario, persistette anche in seguito ed anzi si andò aggravando: la minaccia, sempre più grave, di una espropriazione contribuiva a spingere le compagnie a sfruttare i giacimenti con metodi di rapina. Ma, via via che le lotte si acuivano, varie compagnie abbandonavano la loro attività e lasciavano il Messico: ciò che, insieme con la sfavorevole congiuntura internazionale e poi con la crisi mondiale che ebbe inizio nel 1929, determinò un netto declino della produzione.

I primi anni, dopo la nazionalizzazione, furono disastrosi: il boicottaggio internazionale messo in atto dalle compagnie, la mancanza di esperienza e la scarsità dei tecnici provocarono una situazione quasi caotica. Nel tempo stesso, considerata la causa prossima dell'espropriazione, l'azienda di Stato non poteva non accogliere le richieste del sindacato dei lavoratori del petrolio. Se da un lato i profitti non erano più esportati, ma restavano nel Messico, dall'altro la produzione e le esportazioni diminuivano e crescevano gli oneri salariali.

V'era inoltre il problema dell'indennizzo alle compagnie espropriate, che il governo si era formalmente impegnato a pagare.

Il boicottaggio durò praticamente poco più di un anno, benché il Messico riuscisse a stipulare nel 1938 alcuni contratti per la vendita di petrolio, a prezzi nettamente inferiori a quelli internazionali, con la Germania, il Giappone, l'Italia e la Svezia. Con lo scoppio della seconda guerra mondiale, lo stesso governo americano intervenne per far cessare il boicottaggio. Alla fine del 1939 e nel 1940 furono firmati vari contratti di vendita fra il Messico e compagnie americane. Nel 1941 fu firmato un accordo, con cui gli Stati Uniti s'impegnavano ad acquistare tutta la produzione messicana di «minerali strategici» al prezzo di mercato.

Dopo numerose controversie sulla valutazione dei beni espropriati, anche il problema dell'indennizzo fu risolto, nel 1941, L'ammontare complessivo dell'indennizzo fu fissato in circa 50 milioni di dollari.

Il problema della riorganizzazione risultò anche più grave. V'era un personale esorbitante e il sindacato avversava i licenziamenti. Il sindacato avanzò inoltre nuove richieste di miglioramenti salariali. Nel 1940 e nel 1942 vi furono dispute fra il governo e il sindacato con interruzioni di lavoro e scioperi: la produzione subì nuove flessioni.

Dopo il 1942 i contrasti si attenuarono e la riorganizzazione procedette più speditamente. Da allora, la produzione ha ripreso a svilupparsi. Inoltre la nazionalizzazione dell'industria petrolifera ha apportato vantaggi politici oltre che economici. È un fatto che dal 1938 in poi non ci sono stati più sommovimenti e rivoluzioni nel Messico: da allora, come nota argutamente uno studioso messicano²⁹, «i presidenti lasciano la carica allo scadere del termine e seguitano a vivere la loro vita cittadina nel Messico».

²⁹ D. LAVIN, *Nota al libro di Merrill Rippy*, in «Problemas Agrícolas e Industriales de México», luglio 1954, p. 195.

VI – POLITICA ECONOMICA DELLA PEMEX

Rispetto al 1938 la produzione di petrolio è circa raddoppiata, sebbene non raggiunga i livelli toccati subito dopo la prima guerra mondiale. Ma l'aumento della produzione è stato quasi completamente assorbito dal consumo interno: le esportazioni totali (lorde) di prodotti petroliferi, che in gran parte sono acquistate dagli Stati Uniti, non raggiungono nemmeno il livello del 1936.

Difatti, alti funzionari della Pemex ci hanno dichiarato che la politica dell'azienda nazionalizzata è stata ed è rivolta principalmente verso due fini: 1) promuovere il consumo interno di prodotti petroliferi, mantenendone bassi i prezzi; 2) attuare l'«industrializzazione del petrolio», ossia sviluppare gli impianti di raffinazione e la produzione petrochimica.

Abbiamo domandato al direttore della Commissione degli investimenti se, completata l'«industrializzazione del petrolio» (e tale completamento è oramai prossimo), non si pensi di sviluppare le esportazioni, per ottenere valute estere e acquistare, con queste, macchinari e beni strumentali, di cui il Messico ha bisogno per la sua industrializzazione. La risposta è stata che il fine di promuovere il consumo interno presumibilmente continuerà a restare il fine principale, sebbene la questione sia dibattuta fra gli economisti e i tecnici messicani. In sostanza, abbiamo avuto l'impressione che la Pemex voglia evitare di far concorrenza, negli altri mercati, alle grandi compagnie petrolifere, temendo reazioni da parte di queste. Questa impressione è avvalorata sia dallo scarso sviluppo delle esportazioni, sia dalla notizia, che ci è stata fornita dallo stesso direttore, che gli investimenti della Pemex in attività di ricerche di nuovi campi petroliferi costituiscono una quota modesta degli investimenti totali (presentemente, circa il 15 %).

Mentre la produzione di petrolio è circa raddoppiata dal 1938 al 1954, il consumo interno di tutti i prodotti petroliferi è aumentato, nello stesso periodo, di quattro volte e il consumo di prodotti raffinati è aumentato di circa dieci volte. La capacità di raffinazione è aumentata meno: da 102.500 barili al giorno nel 1937-38 a 234.500 barili nel secondo semestre del 1954. Tutte queste divergenze si chiariscono se si tiene presente che nell'anteguerra una quota elevata di petrolio grezzo e di prodotti raffinati era esportata. I prezzi sono nettamente inferiori a quelli vigenti sul mercato americano (v. la tabella 2 riportata nella sezione VIII).

Dalla fine della guerra la Pemex ha potuto sviluppare senza difficoltà scambi con ditte americane, importatrici di petrolio ed esportatrici di macchinari e altri beni strumentali. Il Presidente della Pemex ci ha dichiarato che le relazioni con gli Stati Uniti ora sono ottime e che la Pemex, quando ne ha avuto bisogno, ha ottenuto prestiti da banche americane ed ha potuto acquistare a credito una parte dei beni strumentali che riceve da società americane.

VII. – SVILUPPO INDUSTRIALE

È impossibile isolare l'effetto dello sviluppo della produzione petrolifera e particolarmente della politica dei bassi prezzi sullo sviluppo industriale generale. È ragionevole assumere, però, che lo sviluppo di certe produzioni sia stato particolarmente favorito da siffatta politica. Così, i bassi prezzi dei prodotti petroliferi hanno indubbiamente influito sullo sviluppo dell'energia elettrica prodotta con centrali termiche, azionate con prodotti petroliferi, che nel periodo 1938-1953 è aumentata con un ritmo nettamente più rapido della produzione di energia idroelettrica, come risulta dal seguente specchio³⁰:

	1938	%	1953	%
Energia termoelettrica	0,64	25	3,08	54

³⁰ *Petroleos Mexicanos General Outlook*, relazione ciclostilata della Pemex, 1955, pp. 14-15. Le cifre assolute indicano miliardi di kwh.

Energia idroelettrica	1,87	75	2,62	46
Totale	2,51	100	5,70	100

Pei trasporti ferroviari viene usato esclusivamente olio combustibile ed olio Diesel. Nel periodo 1939-1950 i trasporti per ferrovia di merci (tonnellate-chilometro) e di passeggeri (passeggeri-chilometro) sono aumentati, rispettivamente, come da 100 a 165 e da 100 a 167. Anche i trasporti automobilistici (merci trasportate per autocarri e passeggeri trasportati con autobus) sono cresciuti considerevolmente: da 100 a 250 e da 100 a 270³¹.

In agricoltura è molto aumentato l'uso dei trattori: nel 1930 erano usati solo 3.875 trattori; nel 1950 il numero dei trattori era salito a circa 28.000 unità³².

Le industrie manifatturiere, che nel Messico usano, come fonti di energia, quasi esclusivamente idrocarburi liquidi e gassosi³³, si sono rapidamente sviluppate: nel periodo 1939-1950, secondo il citato rapporto alla Banca internazionale, l'indice è aumentato da 100 a 228³⁴.

Le stime del prodotto netto nazionale reale, presentate nel rapporto anzidetto, indicherebbero anzi un rapidissimo sviluppo economico generale: nel 1950 il prodotto netto supererebbe del 114,4 % quello del 1939. Questo aumento implica un saggio di incremento geometrico del 7,3 % per anno: «uno dei saggi più elevati fra quelli registrati nel mondo occidentale», come osserva, in un pregevole studio, l'economista americano Sturmthal³⁵. È necessario avvertire però che le stime presentate nel rapporto alla Banca internazionale sono molto approssimative e vanno prese con la massima cautela³⁶. Lo sviluppo economico, particolarmente lo sviluppo industriale, nel Messico è stato ed è senza dubbio notevole; ma probabilmente è meno rapido di quanto quelle stime possano indurre a credere. L'incertezza di tali stime – riferentisi al reddito reale – è molto elevata, non solo per le gravi deficienze delle statistiche, ma anche a causa del forte processo inflazionistico, che ha provocato aumenti vertiginosi nei prezzi, rendendo problematica la traduzione dei dati monetari in dati reali. Dal 1939 al 1953 il livello dei prezzi è aumentato di circa quattro volte³⁷; il cambio del pesos col dollaro che era di 4,23 alla fine del 1938, è ora di 12,50³⁸. L'occupazione operaia è aumentata, ma i salari monetari hanno avuto tendenza ad aumentare meno rapidamente dei prezzi: sembra che i salari reali siano diminuiti nel detto periodo³⁹, anche se i *redditi reali* dei lavoratori (includendo le prestazioni extra-salariali) probabilmente non sono inferiori a quelli del 1938.

VIII – DATI STATISTICI

1. PRODUZIONE ED ESPORTAZIONE DI PRODOTTI PETROLIFERI (milioni di barili).

	Produzione	Esportazione (petrolio grezzo e prodotti raffinati)	Consumo interno
--	------------	---	-----------------

³¹ *The Economic Development of Mexico*, Report of the Combined Mexican Working Party, The International Bank of Reconstruction and Development, 1953, p. 290.

³² *Petroleos Mexicanos*, cit., p. 3.

³³ *Petroleos Mexicanos*, cit., p. 2.

³⁴ *The Economic Development of Mexico*, cit., pp. 176 e 276.

³⁵ A. STURMTHAL, *Economic Development, Income Distribution, and Capital Formation in Mexico*, «Journal of Political Economy», giugno 1955, pp. 183-201.

³⁶ A. STURMTHAL, *op cit.*, p. 183, nota.

³⁷ Segreteria de Economia, *La economia mexicana en 1953*, Città del Messico, 1954, p. 136.

³⁸ A. CARRILLO FLORES, *Causas y Efectos de la Desvaluacion Monetaria de Abril de 1954*, «Problemas Agrícolas e Industriales de Mexico», luglio 1954, p. 201.

³⁹ A. STURMTHAL, *op. cit.*, p. 188.

(media annuale)	petrolio grezzo (1)	prodotti raffinati (2)	totale (3)	al netto delle importazioni (4)	totale (5)	prodotti raffinati (6)	prodotti residui (7)
1901-05	0,1						
1906-10	2,4						
1911-15	23,0						
1916-20	80,8						
1921-25	55,9						
1926-30	57,7						
1931-35	35,4						
1936	41,0		25,1		16,0		
1938	38,8	37,7	9,2	12,1	18,2	4,8	13,4
1940	44,4	29,9	12,3	16,7	19,7	6,0	13,7
1942	35,1	33,8	6,3	4,8	24,0	8,0	16,0
1944	38,5	37,7	4,9	3,1	28,3	9,3	19,0
1946	49,5	46,4	9,5	6,2	34,8	12,9	21,9
1948	59,8	49,7	13,1	8,8	47,3	19,0	28,3
1950	73,9	55,9	23,6	16,9	55,6	24,6	31,0
1952	78,9		15,4		62,9	31,7	31,2
1954	85,2		23,3		70,2	38,8	31,4

Fonti:

(1) 1901-35: *World Petroleum Statistical Yearbook*, 1954, p. 353.

1936-54: *Petroleos Mexicanos General Outlook*, 1954, (relazione ciclostilata della Pemex), p. 18.

(2) e (4) Bank for Reconstruction and Development, *The Economic Development of Mexico*, 1953, p. 258.

(3), (5), (6) e (7) *Petroleos Mexicanos*. cit., pp. 18 e 19.

Nota alla colonna (4): nel 1948 si esportarono, al netto delle importazioni, 4,4 milioni di barili di petrolio grezzo e 7,7 milioni di barili di prodotti raffinati; nel 1951 le cifre, rispettivamente, sono state: 16,4 e 0,5 milioni.

2. PREZZI AL MINUTO DI ALCUNI PRODOTTI PETROLIFERI.

CITTÀ DEL MESSICO – 1955

	In dollari americani
Gas liquefatto di petrolio	0,0109 per libbra
Benzina (n. di ottano 72)	0,1665 per gallone
Benzina (n. di ottano 82)	0,1968 per gallone
Kerosene	0,0454 per gallone
Petrolio per trattori	0,0454 per gallone
Olio Diesel	0,0575 per gallone
Olio combustibile	1,1088 per barile

NEW YORK – 1955

	In dollari americani
Gas liquefatto di petrolio (propano: prezzo all'ingrosso).	0,0160 per libbra
Benzina (regolare)	0,2990 per gallone
Kerosene (prezzo alla consegna)	0,1480 per gallone
Olio Diesel (prezzo alla consegna)	0,1440 per gallone
Olio combustibile (n. 6 pesante; prezzo alla consegna)	2,9400 per barile
Idem (prezzo all'ingrosso)	2,1225 per barile

Fonte: Città del Messico, *Petroleos Mexicanos*, cit., p. 17; New York: i dati sono stati forniti ai relatori dell'«American Petroleum Institute», che li ha tratti dal *Platt's Oil Price Handbook*, dal *National Petroleum News Weekly Price Service* e dalle rassegne periodiche della Texas Company.

Tasse sulla benzina, nel 1954; circa \$ 0,044 per gallone a Città del Messico; circa \$ 0,060 per gallone a New York: *World Petroleum Statistics Yearbook*, 1954, p. 51. Il prezzo vigente a Città del Messico di \$ 0,1968 il gallone equivale a 33 lire al litro; il prezzo di New York di \$ 0,2990 il gallone equivale a 50 lire il litro.

3. COSTI PREVENTIVATI DALLA PEMEX PER IL PRIMO SEMESTRE DEL 1955.

(A)

COSTO DI PRODUZIONE DEL PETROLIO GREZZO

	Pesos per barile	Dollari per barile
Costo delle esplorazioni	5,45	0,436
Costo delle operazioni e del mantenimento	2,53	0,203
Amministrazione	1,06	0,085
Diritti erariali	1,20	0,096
Totale	10,24	0,820

(Produzione media per pozzo: 115 barili).

(B)

COSTI DI RAFFINERIA (milioni di pesos)

	I stadio	II stadio	III stadio
Oneri per il petrolio grezzo	96,4	161,4	166,2
Materie prime	—	—	10,8
Catalizzatori	—	—	2,6
Acido fluoridico, ammoniaca, soda caustica, ecc.	—	—	0,5
Combustibili	1,4	2,4	6,7
Ammortamento	18,8	31,6	32,6

Costi generali	21,8	21,8	25,0
Diritti erariali	—	—	2,4
	—————	—————	—————
Costi totali per il semestre	145,8	228,2	146,7
Barili lavorati (milioni)	9,1	15,75	16,2
Costo: pesos per barile	16,02	14,49	15,23
Entrata lorda, idem	35,03	29,91	42,44
Profitto netto, idem	19,01	15,42	27,21
	—————	—————	—————
Profitto totale nel semestre	173,0	232,9	440,8

Profitti totali per i tre stadi, nel semestre: 846,7 milioni di pesos.

Fonte: Dati forniti ai relatori dalla Pemex.

(Cambio: 1 peso = 50 lire = 0,08 dollari).

4. PEMEX: DATI FINANZIARI, 1947-1955 (milioni di pesos).

Anno	Entrate totali	Investimenti	Tasse pagate
1947	759,3	82,4	254,6
1948	960,9	165,8	317,4
1949	1229,4	226,2	335,5
1950	1619,7	352,8	429,9
1951	1838,6	317,6	473,31
1952	2043,0 (a)	310,0 (a)	493,3
1953			500,6
1954		700 (b)	636,4
1955		800 (b)	
1956		1000 (b)	

Fonti: *Realizaciones en Petroleos Mexicanos durante el Periodo 1947-52*, pp. 49-56.

a) Stime.

(b) Dati ampiamente approssimativi, forniti dal dr. Salinas (n. 36), direttore del Comitato degli investimenti (1956: previsione).

Si tenga presente che il potere d'acquisto del pesos ha subito notevoli flessioni nel periodo considerato. Il cambio col dollaro è stato il seguente:

(A. CARRILLO FLORES, *op. cit.*, p. 20).

dicembre 1938 4,23
1940-1948 4,85
1948-1954 8,65
dal 1954 in poi 12,50

PARTE QUARTA

QUESTIONI SPECIALI

I. – SUI PERICOLI DI UN RITARDATO SVILUPPO DELLA PRODUZIONE

Le grandi compagnie americane che non fanno parte del cartello (v. parte I, sez. IX, par. 1) si autodefiniscono «large independents», per mettere in evidenza appunto la loro autonomia e i vantaggi che questa può rappresentare. Diversi alti funzionari di siffatte compagnie coi quali abbiamo avuto colloqui hanno esplicitamente messo in evidenza i pericoli che sorgerebbero se in Italia venissero solo compagnie del cartello. Particolarmente essi hanno accennato al pericolo che queste compagnie, avendo interessi suddivisi in gran numero di paesi ed essendo fra loro legate da accordi sulla ripartizione dei mercati, sviluppino la produzione col rallentatore. Per contrasto, quegli alti funzionari hanno messo in evidenza i vantaggi di favorire in Italia l'afflusso di grandi compagnie non legate al cartello, come sono appunto quelle cui essi appartengono.

Un tale discorso ha un certo fondamento. Le compagnie indipendenti hanno minori vincoli delle compagnie del cartello, hanno interessi in un numero limitato di paesi, e sono quindi meno «conservatrici» e più «dinamiche». Anche da un punto di vista politico, le grandi compagnie indipendenti presentano minori pericoli. Per questi motivi, alcuni governi hanno cercato o stanno cercando di favorire gli investimenti delle «grandi indipendenti». Una tale politica cerca ora di seguire il governo del Venezuela, come risulta dalla relazione annuale per il 1954 dalla Signal Company:

«Prevediamo che le nostre domande di concessione saranno prese in buona considerazione dal governo venezuelano, che ha manifestato il desiderio di accrescere il numero delle compagnie che svolgono attività petrolifere colà e di favorire le compagnie petrolifere indipendenti».

Tuttavia occorre avvertire che se esistono differenze, non esiste contrapposizione fra le compagnie del cartello e le compagnie «indipendenti», soprattutto se si tratta di compagnie molto grandi. Particolarmente vasti e complessi sono gli accordi sulla ripartizione dei mercati e i contratti di lungo periodo che legano le compagnie del cartello, che hanno interessi in numerosi paesi. Ma quelle, fra le grandi compagnie indipendenti, che hanno o acquistano all'estero interessi di qualche rilevanza, vengono, in un modo o in un altro, ad inserirsi nella rete generale degli accordi⁴⁰. Se dunque esiste il pericolo di uno sviluppo ritardato della produzione da parte di compagnie legate al cartello, questo pericolo è meno grave, ma non assente, nel caso delle grandi compagnie.

Come si è detto, l'esistenza di un siffatto pericolo è stata riconosciuta da alti funzionari di compagnie indipendenti coi quali abbiamo avuto colloqui. Abbiamo francamente posto il problema anche a dirigenti di compagnie del cartello. Alcuni hanno affermato che il pericolo è esistito nel passato, quando i governi avevano minore esperienza e il mercato del petrolio era depresso, come nel periodo compreso fra le due guerre: ora, invece, non esisterebbe più. Altri non hanno negato che il pericolo esiste, ma hanno affermato che esso può essere facilmente evitato attraverso disciplinari di concessione che stabiliscano dei programmi minimi di perforazione e attraverso il controllo di un efficiente organo pubblico. Altri ancora hanno sostenuto, invece, che è assurdo pensare che una compagnia, che ha compiuto cospicui investimenti e che deve pagare dei canoni fissi per le concessioni, indipendentemente dalla produzione, trattenga le concessioni senza sfruttarle: è nell'ovvio interesse di ogni compagnia, quale essa sia, produrre quanto più può, perchè solo producendo essa può recuperare via via le somme investite ed ottenere guadagni.

⁴⁰ The International Petroleum Cartel, cit., pp. 221, 241, 277-78.

Le cose, naturalmente, non sono così semplici. Il problema non va visto con riferimento alle concessioni che una compagnia può avere in un singolo paese: esso sorge essenzialmente dalla molteplicità di interessi in diversi paesi e dagli accordi che legano fra loro le grandissime compagnie.

Se una compagnia ha concessioni in un paese del Medio Oriente, ove può produrre a costi molto bassi (questa, di fatti, è la regola, a motivo della elevatissima produttività media dei giacimenti del Medio Oriente), è del tutto naturale che essa dia la preferenza, o la precedenza, al petrolio estratto da quel paese piuttosto che al petrolio estratto in altri paesi, se il costo, in questi altri paesi, è maggiore. È vero che, nel caso dell'Italia, il consumo interno è elevato, ciò che non è nei paesi medio-orientali, e quindi, producendo in Italia, si risparmia il nolo (che incide per circa un dollaro per barile sul prezzo finale, pari a circa 2,80 dollari il barile). Ma, dato il basso livello del costo di produzione nei paesi del Medio Oriente, non è improbabile, che, anche sostenendo il costo del trasporto, convenga, ad una compagnia che abbia concessioni nel Medio Oriente, importare il petrolio da quei paesi, piuttosto che sviluppare il petrolio in Italia.

È da tener presente che le grandi compagnie che hanno concessioni nel Medio Oriente stanno cercando di accrescere le importazioni dal Medio Oriente negli stessi Stati Uniti, nonostante la distanza, anche a discapito del petrolio venezuelano, che è più vicino. L'aumento delle importazioni ha provocato un giro di vite nel razionamento (nel Texas, come si è indicato, i pozzi oggi sono attivi per quindici giorni il mese). Nel periodo della nostra visita negli Stati Uniti la questione delle importazioni era diventata una questione di politica economica di primaria importanza. Se la «concorrenza» del petrolio del Medio Oriente si sta facendo sentire negli Stati Uniti, che pure sono più lontani dal Medio Oriente dell'Italia, la possibilità che essa si faccia sentire anche da noi non è affatto remota.

Occorre osservare che *si tratta di una concorrenza «sui generis»*; non è che il petrolio del Medio Oriente abbia un prezzo minore: il prezzo, col sistema ora vigente, tende ad essere eguale in tutti i grandi mercati di consumo. È il costo che è minore e quindi il profitto per le compagnie può essere maggiore. Ora è chiaro che la differenza dei costi del produrre petrolio nel Medio Oriente o in Italia può essere rilevante per la compagnia che ha interessi nei due paesi, ma non per l'Italia. Se il costo di produzione da un giacimento in Italia fosse maggiore del prezzo di vendita – a parte le considerazioni relative alla bilancia dei pagamenti – non converrebbe estrarre petrolio da quel giacimento. Ma se tale costo, pur essendo maggiore del costo di produzione nel Medio Oriente e del trasporto, è minore del prezzo internazionale, la convenienza economica italiana è quella di produrre il petrolio nella massima quantità possibile: in questo caso la nostra convenienza diverge dal calcolo monetario della compagnia. Qui sorge il pericolo di un ritardato sviluppo dei giacimenti.

Naturalmente, se nel mercato internazionale del petrolio vigesse la concorrenza (concorrenza nei prezzi) quel pericolo non sorgerebbe; la compagnia avrebbe convenienza ad estrarre il petrolio, nella massima quantità possibile, ovunque il costo di produzione fosse inferiore al prezzo di mercato, che né essa, né altre compagnie potrebbero individualmente controllare. Ma, come ormai è stato abbondantemente dimostrato, il prezzo internazionale non è un prezzo di concorrenza: esso è mantenuto dalle compagnie su un alto livello controllando appunto l'immissione di petrolio nel mercato mondiale in proporzione all'accrescimento della domanda mondiale *a parità di prezzo*. Come si è ricordato, ciascuna delle grandi compagnie partecipa a questo accrescimento, sul fondamento di accordi e di contratti di lungo periodo, i quali tendono ad evitare la «concorrenza rovinosa» e a mantenere stabili i prezzi e pongono limiti ben determinati all'accrescimento della quantità di prodotti petroliferi che ciascuna compagnia può immettere in ciascun mercato. Il rapporto della Federal Trade Commission sul cartello internazionale, che analizza questa rete di accordi e di contratti, è servito di base per un procedimento giudiziario promosso nel 1953 dal governo degli Stati Uniti contro le cinque compagnie americane del cartello. (Nella parte V – documenti – è inserita la traduzione dell'atto di accusa).

«Il prezzo artificialmente elevato – scrive il prof. J. Dirlam – tende a mantenere la produzione del Medio Oriente molto più in basso del suo livello ottimo (nel 1947 si è stimato che fosse circa

1/3 di tale livello: R. Mikesell e H. O. Chenery, *Arabian Oil*, 1949, pp. 28-29) e così impedisce ad essa di inondare i mercati mondiali»⁴¹.

I seguenti dati (che sono espressi in milioni di barili e si riferiscono al 1953) possono precisare meglio tali osservazioni⁴²:

	Riserve	Produzione
Mondo	139.400	4.760
Medio Oriente	78.900	870
% del Medio Oriente	57 %	18 %

	Riserve	Produzione	Percentuale della produzione rispetto alle riserve
Mondo (esclusa la Russia, i Paesi dell'Europa or. e il Medio Oriente)	52.000	3.770	7 %
Medio Oriente	78.900	870	1.12 %

La «concorrenza» del petrolio del Medio Oriente, oltre che per l'aspetto puramente economico (costi relativamente bassi per le compagnie che hanno colà concessioni), è per noi preoccupante anche per un aspetto che si potrebbe chiamare politico. *Le compagnie che operano nel Medio Oriente considerano politicamente rischiosi quei paesi; pertanto, da qualche anno esse tendono a sfruttare i giacimenti del Medio Oriente ad un ritmo crescente*⁴³. Le possibilità di sviluppo – come appare dai dati della tabella precedente – sono più che notevoli, anche indipendentemente da nuove scoperte. Se l'aumento della produzione non è più rapido di quanto è (e *tecnicamente*, non v'è dubbio che potrebbe essere molto più rapido), ciò dipende dal fatto che si vogliono evitare flessioni del prezzo internazionale. Subordinatamente a questa condizione, ci si deve attendere che la pressione del petrolio nel Medio Oriente, sia verso i mercati americani che verso quelli europei non scemerà affatto nei prossimi anni, ma anzi, con ogni probabilità, tenderà ad aumentare.

II. – FINANZIAMENTO

1. SPESE DI ESPLORAZIONE E DI PERFORAZIONE.

Come si è indicato precedentemente (parte I, IX sezione), negli Stati Uniti il costo di una squadra geologica (due tecnici) è di circa 3.000 dollari al mese; il costo di una squadra geofisica (circa 20 uomini) è di circa 20.000 dollari al mese. (Le grandi compagnie petrolifere americane nella massima parte compiono prospezioni geofisiche attraverso squadre di compagnie specializzate; i dati ora indicati si riferiscono appunto ai prezzi generalmente fissati nei contratti). Si può ampiamente calcolare in 25.000 dollari (circa 16 milioni di lire) il costo mensile di una squadra per ricerche geologiche e geofisiche.

⁴¹ *The Petroleum Industry*, cit., p. 249.

⁴² *World Petroleum Statistical Yearbook*, 1954, pp. 42-43.

⁴³ Cf. i diagrammi pubblicati nel *World Petroleum Statistical Yearbook*, 1954, p. 380.

Il costo diretto di perforazione (escluse le spese generali) è di circa 10 dollari per piede (20.000 lire il metro). Includendo le spese generali (amministrazione, macchinario ed altre), il costo si aggira sui 20 dollari per piede (circa 40.000 lire il metro).

In Italia il prezzo di un buon impianto di perforazione si aggira intorno ai 3-400 milioni di lire.

2. FINANZIAMENTI IN FRANCIA E IN CANADÀ.

Per elaborare alcune ipotesi sul presumibile fabbisogno di capitale in Italia nei prossimi anni possiamo considerare l'ammontare dei finanziamenti attuati in altri paesi.

I dati più generalmente noti sono quelli degli Stati Uniti, e da alcuni è stato tentato un calcolo del fabbisogno italiano sulla base dei dati americani. Bisogna osservare che un tale calcolo è inammissibile, per tre importanti motivi. In primo luogo, perchè l'industria petrolifera americana conta quasi un secolo di vita e, come è ovvio, le terre più accessibili sono state ampiamente esplorate e perforate; l'esplorazione di terre meno accessibili è, ovviamente, assai più costosa e, in generale, le perforazioni devono essere sempre più profonde. In secondo luogo, la legislazione fiscale americana stabilisce un trattamento talmente favorevole, soprattutto per le attività di ricerca, da indurre molti soggetti (società e individui) ad investire in siffatte attività anche se le probabilità di successo sono minime (si veda la parte I, sez. VIII, n. 1). Infine, negli Stati Uniti la proprietà dei beni del sottosuolo spetta al superficiario e la proprietà della superficie è spesso frazionatissima: le perforazioni di pozzi esplorativi e produttivi tendono necessariamente ad essere molto più frequenti negli Stati Uniti che in un paese in cui la proprietà del sottosuolo è pubblica.

Convien pertanto considerare paesi in cui lo sviluppo dell'industria petrolifera è più recente, in cui le agevolazioni fiscali sono meno accentuate di quelle americane ed in cui il regime giuridico del sottosuolo si avvicina a quello italiano. Da un lato il Canada (province di Alberta e di Saskatchewan), dall'altro la Francia, rispondono abbastanza bene a questi requisiti. Però, mentre la Francia è partita praticamente da zero, nell'Alberta già nel 1947, all'inizio del rinnovato sviluppo, esisteva una produzione non trascurabile di petrolio (quasi un milione di tonnellate annue) e la conoscenza della geologia era più progredita che in Francia. Di conseguenza, le spese per gli impianti e quelle di prospezione, nell'Alberta, sono state proporzionalmente minori che in Francia; anche per questi motivi, minori risultano, in proporzione ai metri perforati, le spese complessive annuali. (Sotto questo aspetto, noi certo siamo molto meno avvantaggiati del Canada, ma siamo un po' più avvantaggiati della Francia).

In Francia⁴⁴, dal 1947 al 1950, le società controllate dal «Bureau des Recherches de Pétrole» hanno speso circa 46 miliardi di franchi, pari a circa 9 miliardi di franchi l'anno (circa 16 miliardi di lire) ed hanno perforato circa 540.000 metri (circa 108 mila metri l'anno); non si conosce l'ampiezza dell'area su cui si svolsero le attività di ricerca e coltivazione. Il piano seguente – 1950-55 – prevede un investimento di 75 miliardi di franchi e la perforazione di un milione e 500 mila metri, corrispondente, rispettivamente, a circa 27 miliardi di lire e a 300.000 metri l'anno. La spesa, se pure assolutamente maggiore, in proporzione ai metri perforati risulta minore, principalmente perchè le spese di acquisto del materiale sono minori.

Per l'Alberta conviene riferirsi ai primi anni del recente sviluppo; per esempio, al triennio 1947-49. In quel triennio furono spesi circa 175 milioni di dollari, pari a circa 58 milioni annui (36 miliardi di lire) e furono perforati 1,7 milioni di metri (570 mila metri l'anno); gli ettari in permesso e concessione nelle terre appartenenti alla Provincia furono in media, in ciascuno dei tre anni, 10 milioni; in tutte le terre (provinciali e private) furono presumibilmente circa 12 milioni⁴⁵.

⁴⁴ Conseil Économique, *Étude sur les problèmes de l'énergie*, 1952, p. 12-13.

⁴⁵ Si è fatta l'ipotesi che il totale delle sole terre provinciali in concessione e in permesso stia al totale delle terre provinciali e private in concessione e in permesso nello stesso rapporto che esiste fra terre appartenenti alla provincia e superficie complessiva dell'Alberta (86 %). I dati sono stati ricavati dalle pubblicazioni ufficiali: The Petroleum and Natural

Nella provincia di Saskatchewan lo sviluppo ha avuto inizio più tardi: nel 1950. Nel quinquennio 1950-54 sono stati perforati, in media, 410 mila metri; gli investimenti annuali complessivi sono stati, in media, di circa 40 milioni di dollari, pari a circa 25 miliardi di lire⁴⁶.

3. IPOTESI RELATIVE ALL'ITALIA.

Sulla scorta dei dati che precedono si possono prospettare alcune ipotesi sul presumibile fabbisogno di capitale in Italia. Consideriamo solo le attività di ricerca e di perforazione.

Per quanti anni conviene compiere la stima?

Questa domanda implica una questione che ha importanza fondamentale: la questione delle fonti del finanziamento e la relativa distinzione tra finanziamento esterno all'industria petrolifera e autofinanziamento. Il fatto è che, dopo una fase iniziale, l'industria petrolifera genera da sé in misura crescente i fondi di cui ha bisogno.

In una prima fase il finanziamento esterno ha la parte preponderante. All'origine, naturalmente, tutto il finanziamento è esterno: solo successivamente si afferma l'autofinanziamento. Poiché a noi interessa principalmente la stima del presumibile fabbisogno di capitale fresco, ci converrà di considerare un numero limitato di anni (diciamo tre), durante i quali è ragionevole supporre che il finanziamento esterno costituisca la fonte addirittura unica. Limitando il numero degli anni si ha inoltre il vantaggio di ridurre la zona di arbitrio nei calcoli. In seguito si accennerà alla questione dell'autofinanziamento.

Dai dati forniti dal Ministero dell'Industria risulta che i permessi di ricerca per l'Italia continentale – esclusa la Valle Padana – coprono, al netto di duplicazioni, circa 7.6 milioni di ettari.

Da notizie fornite dal Sig. De Golyer (n. 27), pare plausibile l'ipotesi che, per compiere esplorazioni su una siffatta estensione, occorrono da 25 a 35 squadre geofisiche.

Venticinque squadre geofisiche costerebbero, annualmente, circa 4 miliardi di lire; trentacinque squadre, circa 7 miliardi.

Per perforare 300 mila metri l'anno (pari a 200 pozzi di 1.500 metri) occorrerebbero circa 12 miliardi di lire; se si perforassero 400 o 500 mila metri (pari rispettivamente a 270 e 330 pozzi di 1.500 metri) la spesa sarebbe di 16 o 20 miliardi.

Se si aggiunge un certo ammontare per l'acquisto di attrezzature (per esempio, 50 nuovi impianti di perforazione costerebbero 15-20 miliardi, ossia, ripartendo la spesa in tre anni circa 5-7 miliardi l'anno) si arriva, secondo le ipotesi anzidette, ad un fabbisogno di *circa 30 miliardi l'anno*⁴⁷.

Nel seguente specchio si riassumono i dati e le ipotesi dianzi considerati e si riportano altri dati relativi all'Italia:

Ettari in permesso e in concessione (milioni)	Squadre geofisiche (numero)	Metri per- forati (migliaia)	Numero dei pozzi	Profondità media dei pozzi (metri)	Spese com- plessive (miliardi di lire)
<i>Alberta:</i> 1947-49, media annuale 12	46 (a)	570	460 (b)	1.240	36

Gas Conservation Board, *Alberta Oil and Gas Industry*, 1954, e Department of Mines and Minerals, *Alberta Oil and Gas Picture*, 1955.

⁴⁶ Department of Mineral Resources, SASK, *The Saskatchewan Petroleum Picture*, 1950-54.

⁴⁷ Secondo una notizia avuta dal Sig. Garth Young, vice presidente della società Signal – che conosce la situazione italiana – le tre maggiori società straniere che operano in Sicilia negli ultimi cinque anni hanno speso non più di 10 milioni di dollari, pari a circa 1,2 miliardi l'anno. La stima coincide con quella fornitaci, indipendentemente, dal sig. Albert Salvatori, vice presidente della società Grant Oil Tool (n. 42-44).

<i>Saskatchewan:</i> 1950-54, media annuale		410	410 (c)	1.000	25
<i>Francia:</i> B.R.P. 1946-50, media annuale 1950-55 (piano) media annuale		108 300			16 27
<i>Italia:</i> ENI, 1954 6 (d)	10	184 (e)	99 (f)	1.860 (g)	12 (h)
<i>Italia cont.:</i> escl. Valle Padana }-8 Tre ipotesi 8-9 } media annuale 8-9 }	25 30 35	300 400 500	200 267 333	1.500 1.500 1.500	18 (i) 22 (i) 27 (i)

(a) Nel Canada occidentale (Alberta, British Columbia, Saskatchewan e Manitoba), in ciascuno dei tre anni 1947, 1948 e 1949 operarono 18,50 e 70 squadre geofisiche (Canadian Petroleum Association, *Income Tax in Relation to the Petroleum and Natural Gas Industry*, 1955, appendice statistica): in media operarono 46 squadre l'anno. Non si conosce il numero esatto delle squadre che operarono nell'Alberta; ma quella media è indicativa perchè in quegli anni l'attività di ricerca e di coltivazione era concentrata per la massima parte in quella provincia.

(b) Di cui circa 130 (il 28 %) sterili. La media annuale indicata (460) comprende tanto i pozzi esplorativi che quelli di sfruttamento.

(c) Di cui circa la metà sterili.

(d) Stima: Valle Padana e permessi di ricerca nell'Italia meridionale e in Sicilia. I dati relativi all'attività dell'ENI sono tratti dalla relazione al bilancio del 1954.

(e) Totale per l'Italia: 247.

(f) Totale per l'Italia: 209, di cui il 25 % sterili.

(g) Media per l'Italia: 1.180 metri.

(h) Stima.

(i) Incluso l'ammortamento dei macchinari per perforazione, ma escluso l'acquisto di nuovi macchinari per perforazioni e di eventuali altre attrezzature. In via puramente indicativa, si possono aumentare le tre cifre di circa 5 miliardi per tener conto di tali acquisti.

I rapporti di proporzionalità, che emergono chiaramente da questa tabella, confermano il valore indicativo delle stime concernenti l'Italia.

4. FINANZIAMENTO ESTERNO ED AUTOFINANZIAMENTO.

Come si è indicato, queste stime possono avere un fondamento limitatamente al fabbisogno annuale di capitale fresco nei prossimi tre anni. L'esperienza di altri paesi mostra che, dopo i primi anni, con lo sviluppo delle ricerche e della produzione, il fabbisogno complessivo di capitale cresce rapidamente.

4a. CANADÀ (ALBERTA).

La superficie in permesso e in concessione, la produzione, i metri perforati e gl'investimenti annuali, per ricerche e sviluppo, dal 1947 al 1954 sono stati i seguenti⁴⁸:

	Ettari in permesso e in concess. ⁴⁹ (milioni)	Produzione ⁵⁰ (milioni di tonn.)	Metri perforati (migliaia)	Investimenti (miliardi di lire)
1947	5,0	0,9	260	15
1948	10,4	1,4	500	31
1949	16,1	2,7	960	63
1950	17,2	3,7	1.300	94
1951	23,6	6,2	1.670	125
1952	23,2	8,0	1.900	157
1953	17,4	10,6	1.820	175
1954	18,5	11,9	1.640	193

In media, negli otto anni, l'investimento annuale è stato di circa 107 miliardi di lire. Ma questa cifra riguarda il fabbisogno *complessivo* di capitale. Quale parte è stata via via coperta con l'autofinanziamento nell'Alberta?

Secondo notizie avute dalla «Western Canada Petroleum Association», nel 1947-1949 l'autofinanziamento rappresentava da un terzo alla metà degli investimenti complessivi. (Si tenga presente che già prima del 1947 si produceva petrolio in Canada). Nel 1954 l'autofinanziamento, nell'Alberta, si è aggirato sui 140 miliardi di lire, con un investimento complessivo di circa 190 miliardi.

Dunque, dopo soli otto anni dall'inizio del rinnovato vigoroso sviluppo dell'industria petrolifera canadese, l'*autofinanziamento rappresentava circa il 74 % dell'investimento complessivo*.

4b. STATI UNITI.

Da un'analisi dei rapporti finanziari annuali agli azionisti di 35 maggiori compagnie petrolifere americane si possono desumere i seguenti dati, relativi al 1954 (in miliardi di dollari)⁵¹:

I. Provenienza dei fondi.		II. Destinazione dei fondi.	
1) Fondi detratti dalle entrate correnti per l'ammortamento	2,27	1) Ammortamento	2,27
2) Profitti netti	2,32	2) Investimento netto	1,49
3) Debiti contratti	0,35	3) Debiti pagati	0,29
4) Vendita di valori e altre transazioni	0,31	4) Dividendi	1,00
		5) Aumento del capitale di esercizio	0,20
Totale	5,25	Totale	5,25

I fondi 1) e 2) della 1^a sezione sono stati generati dalla essa industria: il totale (4,59 miliardi di dollari) rappresenta l'87,5 % dei fondi complessivamente ottenuti dalle 35 compagnie. Per ottenere l'ammontare degli investimenti veri e propri, bisogna escludere i dividendi e i debiti pagati. Il quadro diviene il seguente:

⁴⁸ Fonte: *Alberta Oil and Picture*, cit.

⁴⁹ Soltanto sulle terre appartenenti alla provincia.

⁵⁰ Produzione totale. Per trasformare i barili in tonnellate è stato applicato il coefficiente 7,4, valido, a rigore, solo nel caso di petrolio grezzo avente 35 gradi A.P.I. di gravità.

⁵¹ Chase National Bank, *Financial Analysis of the Petroleum Industry*, cit., p. 33. (Si veda anche la parte I, sez. XII, n. 4).

Ammortamento	2,27
Investimento netto (compreso l'aumento del capitale di esercizio)	1,69
	<hr/>
Investimento lordo	3,96

Le fonti di finanziamento sono state:

Autofinanziamento:	
– dalle entrate correnti	2,27
– dai profitti non distribuiti	1,32
Debiti (netti) e vendita di valori	0,37
	<hr/>
Totale	3,96

L'investimento, dunque, è stato finanziato quasi tutto con le entrate correnti e coi profitti non distribuiti dell'industria stessa.

4c. FRANCIA⁵².

Nel quinquennio 1950-54 le società controllate dal «Bureau des Recherches de Pétrole» hanno investito complessivamente 46 miliardi di franchi; l'autofinanziamento ha rappresentato il 24 % del totale (non si hanno i dati per singoli anni).

4d. MESSICO.

L'azienda messicana (Pemex) copre, con l'autofinanziamento, quasi tutto l'investimento, che però in gran parte concerne la costruzione di raffinerie e di impianti petrochimici. Nel 1954, l'investimento è stato di 700 milioni di pesos e nel 1955 si prevede che complessivamente ammonterà a 800 milioni di pesos ossia, rispettivamente, 35 e 40 miliardi di lire⁵³. (Nel 1954 la Pemex ha versato allo Stato tributi per un ammontare complessivo di 634 milioni di pesos, ossia circa 32 miliardi di lire).

5. COSTI DI PRODUZIONE.

È evidente il motivo della grande importanza dell'autofinanziamento, non solo per la ricostituzione del capitale, ma anche per l'investimento addizionale (netto): il divario tra prezzi e costi. Dalle stime di cui si dispone, appare che tale divario varia da paese a paese, ma, nonostante i rischi e gli insuccessi delle esplorazioni, risulta sempre considerevole. (Le stime riguardano i costi correnti di produzione del petrolio grezzo, salva diversa indicazione. Tali stime sono, s'intende, molto approssimative).

5a. STATI UNITI E PAESI DEL MEDIO ORIENTE⁵⁴.

⁵² Fonte: *op. cit.*, p. 13.

⁵³ Notizie avute dal Dr. Raul Salinas, Direttore del Comitato degli Investimenti.

⁵⁴ Stati Uniti, *Report of the Cost of Producing Petroleum*, Tariff Commission of the U.S., 1942, citato dal Rapporto della Commissione Economica Europea sui prezzi dei prodotti petroliferi. Da questo stesso rapporto sono tratti i dati dei due paesi Arabi.

	Dollari per barile	Lire per tonnellata
Stati Uniti: Costo, pozzi marginali, 1941	1,50	7.500
Costo medio, 1941	0,76 (*)	3.500
Barheim, costo medio, 1945	0,10	460
Arabia Saudita, costo medio, 1952	0,35	1.600
Prezzo, Golfo del Messico, 1955	2,70	12.500
Prezzo, Golfo Persico (escluso il nolo), 1955	1,70	7.800

(*) Da 0,46 a 1,14.

Per gli Stati Uniti si tratta di stime abbastanza attendibili e, sebbene non recentissime, tuttora indicative. Per gli ultimi due paesi si tratta di stime molto approssimative. Più precisi sono i dati dei costi medi di produzione per il Canada e il Messico, che risultano da relazioni che ci sono state fornite da dirigenti di organi pubblici dei due paesi.

5b CANADÀ⁵⁵.

	Dollari per barile	Lire per tonnellata
Costo corrente medio di produzione ⁵⁶	0,39	1.800
Royalties	0,32	1.500
Prezzo medio di vendita (alla bocca del pozzo)	2,58	11.900

5c. MESSICO.

	Dollari per barile	Lire per tonnellata
Costo medio di produzione 1955 ⁵⁷	0,82	3.800

L'azienda messicana riesce ad autofinanziare i suoi investimenti pur vendendo all'interno a prezzi inferiori a quelli vigenti sul mercato internazionale⁵⁸.

La massima parte dei profitti viene ottenuta dalla Pemex dalla vendita all'interno dei prodotti raffinati⁵⁹; l'altra parte proviene dalla esportazione di petrolio grezzo e di prodotto raffinato. Naturalmente, dal momento che le raffinerie appartengono alla stessa Pemex, il petrolio grezzo viene ceduto alle raffinerie al prezzo di costo.

6. ALTRE CONSIDERAZIONI RELATIVE ALL'ITALIA.

Le stime ipotetiche, indicate precedentemente, sul presumibile fabbisogno di capitali in Italia riguardano solo le attività di esplorazione e di produzione; resta escluso un importante settore dell'industria petrolifera, quello della raffinazione.

Per trasformare i barili in tonnellate metriche si è applicato il coefficiente 7,4 (valido, a rigore, solo nel caso di petrolio grezzo avente 35 gradi A.P.I. di gravità).

⁵⁵ Relazione citata, p. 6 (v. parte II, sez. VIII, 3).

⁵⁶ Escluso il costo delle ricerche.

⁵⁷ L'analisi degli elementi che compongono il costo è riportata nella tabella 3 della ottava sezione della III parte, p. 83.

⁵⁸ Si veda la tabella 2 della ottava sezione della III parte, p. 82.

⁵⁹ Si veda la tabella 3 della ottava sezione della III parte, p. 83.

6a. IL CAPITALE PER GLI IMPIANTI DI RAFFINAZIONE.

Generalmente, gli investimenti in questo settore costituiscono una quota cospicua del totale del capitale investito nell'industria petrolifera⁶⁰.

Ma nel settore della raffinazione noi ci troviamo avvantaggiati: nel 1954, per esempio, abbiamo raffinato petrolio greggio per una quantità doppia di quella necessaria per il consumo interno, il quale si è aggirato intorno a 8 milioni di tonnellate. La capacità potenziale è anche maggiore di quella effettivamente utilizzata: essa viene valutata a 26 milioni di tonnellate annue. In questo settore, quindi, ci troviamo perfino più avanti del necessario. Pertanto non sembra necessario includere nelle stime del fabbisogno complessivo di capitale quello relativo agli impianti di raffinazione.

6b. AUTOFINANZIAMENTO.

L'esperienza degli altri paesi mostra che, dopo una fase iniziale relativamente breve, i profitti divengono la fonte principale di finanziamento.

Conviene considerare alcune ipotesi sull'ordine di grandezza che può assumere l'autofinanziamento in Italia, secondo la entità della produzione. Si ricorda che il consumo italiano di petrolio grezzo ammonta a circa 8 milioni di tonnellate l'anno.

Il prezzo internazionale di una tonnellata di petrolio grezzo varia, naturalmente, secondo la qualità. Il prezzo del petrolio proveniente dal Medio Oriente si aggira sulle 8 mila lire per tonnellata; inoltre c'è il nolo, che si aggira sulle 4-5 mila lire per tonnellata: in totale, circa 12-13 mila lire per tonnellata. Quale potrà essere il prezzo di vendita del petrolio prodotto in Italia, 8 o 12-13 mila lire?

Poichè non si può ammettere che possano esistere due prezzi diversi, uno per il petrolio importato, l'altro per quello prodotto all'interno, si deve supporre che, fino a che la produzione interna non divenga così grande da coprire tutto o quasi tutto il consumo interno, viga un solo prezzo e precisamente il più alto. Supponiamo, dunque, che il petrolio prodotto all'interno si venda al prezzo di 12 mila lire per tonnellata.

Sulla base dei dati, dianzi riportati, sui costi, si supponga che il costo di produzione si aggiri sul 33 % del valore del prodotto, ossia ammonti a 4000 lire per tonnellata.

Si supponga inoltre che il canone proporzionale ammonti, in media, al 12,5 % del valore del prodotto (1.500 lire su 12.000) e che le società petrolifere debbano pagare i tributi ordinari già esistenti (ricchezza mobile, imposta complementare e imposta sulle società), i quali, ampiamente, si aggirano intorno al 35 % del reddito netto. L'onere rappresentato dai tributi risulta dal seguente calcolo:

$$12.000 - (4000 + 1500) = 6500. \quad 35 \% = 2275 \text{ lire per tonnellata.}$$

Si avrebbero dunque, per ogni tonnellata di petrolio grezzo i seguenti oneri e il seguente profitto:

Valore del prodotto		12.000
Costo di produzione	4.000	
Canone proporzionale	1.500	
Tributi	2.300	
	<hr/>	
Totale oneri		7.800
		<hr/>
Profitto		4.200

⁶⁰ V. parte I, sez. XII, n. 3, c.

Complessivamente, il canone proporzionale e i tributi ordinari rappresenterebbero il 47,5 % del valore del prodotto al netto del costo: 3.800 lire su 8000.

Con una produzione annua di un milione di tonnellate l'entrata per l'erario sarebbe di circa 4 miliardi di lire e i profitti ammonterebbero ad altri 4 miliardi: le possibilità di autofinanziare lo *sviluppo* della produzione sarebbero ancora molto limitate (la produzione corrente è finanziata coi proventi delle vendite).

Con una produzione annua di 5 o di 7 milioni di tonnellate, l'entrata per l'erario salirebbe a 20 o 28 miliardi e i profitti ammonterebbero a somme pressochè uguali: l'autofinanziamento verrebbe allora a coprire una quota presumibilmente cospicua del capitale occorrente per l'ulteriore sviluppo della produzione.

Come si è detto, il fabbisogno di capitali, con lo sviluppo delle ricerche e della produzione, dopo i primi anni cresce rapidamente. Ma l'autofinanziamento tende a crescere con un ritmo anche più rapido, onde l'ammontare assoluto del fabbisogno di capitale fresco (finanziamento esterno) cresce con un ritmo relativamente lento⁶¹.

Gli esempi numerici dianzi elaborati servono a mettere in luce il peso che potrà assumere l'autofinanziamento a diversi livelli di produzione e, connessamente, l'importanza che potrà avere la politica che l'autorità tributaria adotterà, verso le imprese private e pubbliche, riguardo alle spese ammesse in detrazione nel determinare il reddito imponibile⁶².

Gli esempi indicati dianzi, sono, beninteso, puramente indicativi. Ma non si deve pensare che occorra un gran numero di anni per raggiungere una produzione di 5-7 milioni di tonnellate. La riserva finora accertata del solo giacimento di Ragusa, secondo una indicazione fornita dal Presidente della Gulf Italia⁶³, sarebbe di circa 23 milioni di tonnellate. Negli Stati Uniti la proporzione media fra produzione e riserve si aggira sull'8 %. Il solo giacimento di Ragusa, dunque, potrebbe fornire, in breve tempo, poco meno di 2 milioni di tonnellate l'anno. Inoltre, la stima della riserva del giacimento di Ragusa è una stima provvisoria e, a quanto pare, molto cauta: v'è motivo di sperare che essa possa risultare maggiore e maggiore, quindi, possa essere la produzione.

Sempre a proposito delle possibilità di sviluppo, si fa osservare che nel 1949 si producevano in Italia (nella massima parte nel Nord) circa 250 milioni di metri cubi di gas naturale e che la produzione totale del 1955 si stima a quasi 3 miliardi e mezzo di metri cubi, corrispondenti a circa 2,8 milioni di tonnellate di petrolio (secondo l'equivalenza: 1200 metri cubi di gas = 1 tonnellata di petrolio). La produzione è dunque aumentata, in sei anni, di circa 14 volte.

⁶¹ I dati e le notizie sugli investimenti nell'Alberta, riportati nel precedente paragrafo, indicano che dal triennio 1947-49 al 1954 gli investimenti annuali complessivi sono cresciuti 5 volte (da 36 a 193 miliardi di lire); l'autofinanziamento è cresciuto ben 9 volte (da 10-20 a circa 140 miliardi); e il finanziamento esterno solo due volte e mezzo (da circa 20 a circa 50 miliardi).

⁶² Bisogna far rilevare che l'autorità tributaria italiana, avvalendosi dei poteri discrezionali che la legge sull'imposta di ricchezza mobile le concede (art. 32), *già permette alle imprese minerarie di detrarre in conto reddito* – e non semplicemente in conto capitale – *tutte le spese di ricerca*; l'agevolazione fiscale, conosciuta col nome di «intangibles» negli Stati Uniti (Regulation 188, 1953, 39.23 m 16) e in Canada (Income Tax Act, sect. 83 A 1), è dunque in pratica già concessa in Italia. – Inoltre bisogna far rilevare che – ammessa per ipotesi, un'elevata propensione delle imprese ad autofinanziarsi – l'ordinamento tributario italiano non pone ostacoli a questa propensione, ma anzi, pur senza norme esplicite, nel fatto l'incoraggia in una misura che vari studiosi ritengono perfino eccessiva. L'onere fiscale sui redditi delle società è infatti molto minore che negli Stati Uniti: in Italia tutte le imposte dirette, *sia erariali che locali*, assorbono non più del 35-37 % del reddito netto delle società; negli Stati Uniti la sola imposta federale sul reddito supera il 50 %. È vero che negli Stati Uniti l'aliquota effettiva, *per le società petrolifere*, si riduce al 25-27 %; ma a questa aliquota vanno aggiunti i tributi statali e locali che possono arrivare al 10-15 %. Infine è da ricordare che per tutte le società industriali che operano nell'Italia meridionale sono in atto agevolazioni relative all'imposta sul capitale delle società (decreto del 6 agosto 1954, n. 603). Sia a causa di queste agevolazioni, sia a causa della pratica di consentire ammortamenti relativamente rapidi degli impianti fissi delle miniere (cinque anni) e di ammettere in detrazione in conto reddito le spese di ricerca, ci si deve attendere un gettito molto basso dei tributi ordinari nei primi anni dello sviluppo, durante i quali le spese di ricerca sono particolarmente elevate: la principale entrata per l'erario sarà data, presumibilmente, dai canoni proporzionali alla superficie e da quelli proporzionali al prodotto lordo.

⁶³ In una lettera pubblicata il 4 dicembre 1955 dal quotidiano «24 ore».

III – QUOTA DEGLI UTILI A FAVORE DELL'ERARIO

(STATI UNITI E CANADÀ)

Mentre l'aliquota sul prodotto lordo (royalty) e le aliquote dei tributi ordinari sono facilmente accertabili in ogni paese, la determinazione della quota percentuale degli utili attribuita allo Stato è problematica perchè problematica è la misura del «costo di produzione», dalla quale dipende l'entità degli utili. Il costo di produzione include, in via generale, i seguenti oneri:

- 1) spese generali;
- 2) spese dirette (materie prime, lavoro, ecc.);
- 3) quote di ammortamento per impianti e attrezzature;
- 4) spese per ricerche geologiche e geofisiche e spese di perforazione e di sviluppo che non s'incorporano in capitali reali (queste spese negli Stati Uniti sono chiamate «intangibles costs» o, brevemente «intangibles»).

Ora, già è incerta la valutazione delle prime tre categorie di spese; ma i problemi più delicati sorgono per la valutazione delle spese della quarta categoria. A rigore, le spese per ricerche sono necessarie per iniziare ed avviare una produzione che dura molti anni e dovrebbero quindi essere ammortizzate in molti esercizi, come le spese della terza categoria. Ma, come si è visto, le legislazioni tributarie degli Stati Uniti e del Canada consentono d'imputare queste spese *in conto reddito* e non *in conto capitale*: le spese per ricerche compiute in un certo anno, cioè, possono essere calcolate *per intero* fra i costi sostenuti in quell'anno. A lungo andare, i due metodi di detrazione portano a risultati non molto diversi (una differenza a favore delle imprese c'è: essa è data dall'interesse sulle somme detratte in conto reddito). Ma nel primo periodo dello sviluppo dell'industria petrolifera, durante il quale sono particolarmente ampie le spese di ricerca, la differenza può essere considerevole, come fra breve si vedrà meglio.

Nei casi relativi agli Stati Uniti e al Canada, che ora considereremo, chiameremo «costo corrente» quello comprendente le prime tre voci; terremo separate le spese di ricerca.

Negli *Stati Uniti* la royalty minima sul prodotto lordo per le concessioni sui terreni federali è del 12,5 %; quella media può calcolarsi intorno al 15 %.

L'aliquota normale della «income tax» per le società è di circa il 50 % del reddito netto. Ma oltre all'agevolazione, dianzi ricordata, relativa agli «intangibles» (International Revenue Code, Regulations, 1953: 118, 39-23, m 16) – ve n'è un'altra: la «depletion allowance», che esenta il 27,5 % del reddito lordo (Internal Revenue Code, 1954, sec. 613, b, 1): l'esenzione, però, non può superare il 50 % del reddito netto. *L'aliquota effettiva per le società petrolifere, nel caso di esenzione massima, è pertanto pari a:* $50 \% \times 50 \% = 25 \%$ del reddito netto. (Nei due casi che seguono, considereremo solo l'ipotesi della esenzione massima).

Fin qui i dati certi. Sull'entità del costo corrente e delle spese per nuove ricerche, si possono prospettare soltanto ipotesi indicative.

I. Consideriamo un'ipotetica società che, per una produzione del valore di 100, sostenga un costo corrente di 20 e una spesa per ricerche anche di 20.

Gli oneri fiscali sono i seguenti:

Royalty	15,–	
Tributi	11,25	(25 % del reddito depurato della royalty e dei due costi)
	<hr/>	
	26,25	

Tale somma rappresenta il 43,7 % degli utili totali ($100 - 40 = 60$).

II. Consideriamo ora una società che, per una produzione del valore di 100, sostenga un costo corrente di 30 ed un costo di ricerca di 30. Il quadro è il seguente:

Valore della produzione	100	
Costo corrente	30	
Costo delle ricerche	30	
Royalty	15	
Tributi	6,25	(25 % del reddito depurato della royalty e dei due costi)

Gli oneri fiscali ammontano a 21,15, ossia al 53,1 % degli utili totali ($100 - 60 = 40$).

Occorre avvertire che, nelle concessioni su terreni particolarmente indiziati, la royalty può superare sensibilmente la media anzidetta⁶⁴.

Inoltre, nei calcoli su indicati non si è tenuto conto nè dei canoni proporzionali alla superficie, nè delle eventuali royalties addizionali (*overriding royalties*).

Nel *Canada* (Alberta) la royalty media si aggira su un livello non diverso: 15 % (r. minima 12,5 %, r. massima 16,66 %).

L'aliquota normale della «income tax» per le società è pari a circa il 48 % del reddito netto (Income Tax Act, 39, 1 *a* e *b*). Anche nel *Canada* esiste l'agevolazione relativa agli «intangibles», che inizialmente era stata fissata per otto anni e quindi è stata prorogata. La «depletion allowance» per le società petrolifere è in ogni caso pari ad $\frac{1}{3}$ del reddito netto. *L'aliquota effettiva diviene dunque: $48\% \times \frac{2}{3} = 32\%$.*

Nella provincia dell'Alberta lo sviluppo dell'industria petrolifera è recente e le spese di ricerca sono molto elevate: dai dati riportati dianzi (parte II, sez. VIII, n. 3) risulta che nel 1954 esse erano valutate a circa 2,59 dollari per barile, contro una stima di 0,39 dollari per il costo corrente di produzione. A causa del metodo di detrazione (in conto reddito) delle spese di ricerca, *molte compagnie in questi primi anni di sviluppo hanno chiuso e chiudono il loro bilancio in passivo e non pagano l'imposta sul reddito*. Dalle statistiche fiscali del 1952 risulta che, su 297 compagnie operanti nelle varie provincie canadesi, solo 69 denunciavano profitti netti: le altre 228 chiusero in perdita il loro bilancio⁶⁵.

(Ciò può confermare l'osservazione espressa nella sezione precedente: che cioè in Italia ci si deve attendere un gettito molto basso dei tributi diretti nei primi anni dello sviluppo dell'industria petrolifera; da noi, infatti, le spese di ricerca vengono detratte in conto reddito per tutte le società minerarie).

Riguardo alla quota degli utili attribuita all'erario nel *Canada*, conviene considerare due casi. Il primo caso, che nello stadio attuale di sviluppo dell'industria canadese è tuttora molto frequente, è quello di un'impresa che investe in spese di ricerca tutto l'utile che ottiene dopo aver detratto il costo corrente e la royalty. In questo caso, la royalty assorbe, apparentemente, tutto l'utile netto *calcolato come differenza fra valore totale del prodotto e costo complessivo*. Ma sarebbe improprio dire che, in questo caso, gli oneri fiscali assorbono il 100 % dell'utile netto, poichè la detrazione in conto reddito delle spese di ricerca sostenute in ciascun esercizio costituisce un'agevolazione concessa dallo Stato per favorire l'autofinanziamento.

Il secondo caso è quello di un'impresa che, detratte anche le spese di ricerca, ottiene un utile netto. Un plausibile esempio numerico è il seguente:

Valore del prodotto	100
Costo corrente	15
Costo delle ricerche	40

⁶⁴ Si veda la parte I, sez. II, n. 1 (*b*) e 2 (*d*), sez. III, n. 2, sez. IV, n. 2 (*f*) e 3 (*f*).

⁶⁵ Department of Natural Resources, Taxation Division, 1954: *Tax Statistics, 1952 Taxation Year* (Ottawa, 1954).

Royalty	15	
Tributi	9,6	(32 % del reddito depurato della royalty e dei due costi)

Gli oneri fiscali ammontano a $15 + 9,6 = 24,6$, ossia al 54,7 % degli utili totali ($100 - 55 = 44$). Tuttavia, anche in questo caso vale l'avvertenza già espressa, concernente il metodo di detrazione delle spese di ricerca.

IV. – AREA DEI CAMPI PETROLIFERI

Un campo petrolifero può contenere un solo giacimento o diversi giacimenti raggruppati. Il raggruppamento dei giacimenti è la regola, poichè le strutture geologiche entro certi limiti tendono a ripetersi a distanza non grande l'una dall'altra.

Il *World Petroleum Statistical Yearbook* (1954) riporta i dati sulla estensione dei più importanti campi petroliferi americani (pp. 254, 285, 322 e 333). Da questi dati abbiamo ricavata la tabella che segue:

Ettari	Numero dei campi con un'area maggiore di quella indicata a fianco
10.000	34
7.000	56
5.000	72
3.000	102
2.000	133

I campi in produzione sono oltre 10.000: quelli elencati nel suddetto annuario – i più importanti – sono, in tutto 425: la maggior parte della produzione americana proviene da questi campi.

Quanto all'estensione dei singoli giacimenti, abbiamo appreso da funzionari del Geological Survey che possono considerarsi «importanti» i giacimenti che superano i 2000 ettari.

Naturalmente, l'importanza quantitativa di un giacimento non dipende solo dalla sua estensione, ma anche dallo spessore dello strato petrolifero. Ma questo spessore difficilmente può avere rilevanza giuridica, mentre può averla l'estensione.

Occorre anche tener presente il fatto, già ricordato, che nella provincia canadese dell'Alberta la legge inizialmente prevedeva concessioni abbraccianti un'area di circa 4000 ettari. Ma l'amministrazione si rese conto che i permissionari riuscivano senz'altro a prendersi giacimenti interi, anche importanti, onde raramente si potevano mettere all'asta residui di giacimenti. Risultò pertanto necessario ridurre l'area massima della singola concessione e da 4000 ettari si passò a 2300 (o 2000) ettari.

V. NOTIZIE SULL'INDUSTRIA PETROCHIMICA AMERICANA

(Si riportano alcuni brani di un articolo di Royal Purcell: *Petrochemicals: Their Significance in the Oil Industry*, pubblicato dalla rivista «World Petroleum» del febbraio 1955).

Nel 1953 la produzione di prodotti petrochimici, secondo una stima del Dr. R. L. Bateman, ha raggiunto il livello di 12.650.000 tonnellate, ciò che rappresenta il 22 % di tutti i prodotti chimici del 1953. Alcuni sostengono che i prodotti petrochimici rappresentano già un buon quarto della produzione chimica totale. Il valore dei prodotti petrochimici costituisce una quota anche maggiore: 3 miliardi di dollari, su un totale di 6,1 miliardi di tutti i prodotti chimici... Gli investimenti in impianti petrochimici nel 1953 ha rappresentato il 49 % di tutti gli investimenti nell'industria chimica.

... Delle 150 società operanti nella produzione petrochimica negli Stati Uniti, almeno 56 sono società petrolifere o loro filiali e altre 9 sono controllate da società petrolifere.

È sorprendente che meno del 3 % del volume totale di petrolio prodotto negli Stati Uniti è impiegato nella produzione petrochimica (appena l'1 % è usato per produrre prodotti primari e il 2 % è usato come carburante).

... Evidentemente, i prodotti petrochimici, che sono essenzialmente un sottoprodotto della raffinazione della benzina, hanno tuttora una importanza secondaria nei programmi finanziari complessivi della industria petrolifera.

Ecco un elenco di alcuni importanti prodotti dell'industria petrochimica:

«Materie prime» ricavate dal petrolio e dal gas naturale	«Prodotti»
metano	resine
etilene	fibre sintetiche: dacron, orlon, dynel, acrilan, rayon, nylon
propilene	
butilene	etile
idrogeno	materie plastiche
naftene	detergenti
	vernici e lacche
	esplosivi
	gomma sintetica
	fertilizzanti
	insetticidi

Attualmente si possono ricavare 500.000 composti petrochimici; i tecnici si sono dichiarati convinti che probabilmente si potranno ricavare 1 milione di composti.

Alcuni tecnici sostengono che, per il 1962, metà di tutti i prodotti chimici avranno origine dal petrolio e dal gas naturale. Ciò significherà il raddoppio della quota attuale di un totale che è sempre crescente.

Una persona qualificata sostiene che «nonostante lo sviluppo prevedibile dei prodotti petrochimici, essi non sono (né è probabile che divengano) un elemento significativo nel consumo di petrolio. Se altre forme di energia dovessero sottrarre ampie porzioni dei mercati del petrolio, è assai dubbio che i prodotti petrochimici – che ora assorbono meno del 3 % del petrolio raffinato e che presumibilmente non ne assorbiranno più del 5 % nei prossimi venti anni – possano compensare l'eventuale perdita di mercati dei carburanti».

VI. DOMANDA DI BENZINA E BILANCIA DEI PAGAMENTI

Si è spesso sentito ripetere, da molti, che è illogico criticare il cartello perchè mantiene il prezzo del petrolio grezzo ad un livello eccessivamente elevato dal momento che lo Stato italiano impone tributi onerosissimi sul principale prodotto derivato dal petrolio, la benzina.

Ben l'80 % del prezzo al minuto della benzina è rappresentato da tasse: 100 lire su 130 lire circa. Solo nel Pakistan la benzina costa più cara che in Italia (*World Petroleum Statistical Yearbook*, 1954, p. 28). In queste condizioni, una variazione in più o in meno del prezzo del grezzo ha scarsissima importanza. Se si vogliono ridurre i prezzi dei prodotti petroliferi – si è detto – cominci lo Stato a ridurre le tasse sulla benzina.

Un siffatto ragionamento non può essere accolto. In primo luogo, dal punto di vista dello sviluppo produttivo, gli altri prodotti del petrolio sono ben più importanti della benzina. (Basti pensare alla possibilità di sviluppare energia elettrica, sopra tutto nel Mezzogiorno, con impianti termo-

elettrici). In secondo luogo, quel ragionamento ignora il problema della bilancia dei pagamenti. Se si riducono *oggi*, con una produzione interna trascurabile di petrolio, le tasse sulla benzina, la domanda di petrolio grezzo aumenterebbe – ovvero diminuirebbe l'esportazione di prodotti raffinati. In entrambi i casi, il deficit della bilancia dei pagamenti si aggraverebbe. Noi non possiamo far fronte ad un tale aggravio: l'elevata tassazione della benzina, contenendo la domanda di benzina e quindi frenando il fabbisogno di valute estere è, *oggi*, pienamente giustificata.

Le cose muterebbero via via che la produzione interna di petrolio s'avvicinasse al consumo interno. In questo caso, un alleviamento dei tributi sarebbe non solo possibile, ma conveniente, sia pei consumatori di benzina e per l'industria automobilistica, sia *anche per il fisco*.

È da ritenere, infatti, che, mentre nei paesi molto sviluppati, nei quali l'automobile è già diffusa presso ampi strati della popolazione, la domanda della benzina è poco elastica, anzi – almeno nel breve periodo – è addirittura rigida, la situazione sia diversa in paesi, come il nostro, nei quali il livello di vita è meno elevato ed in cui l'automobile è ancora un lusso. In questi paesi vi sono alcuni strati sociali (fra le classi medie) che tendono via via a raggiungere un livello di reddito tale da consentire l'acquisto dell'automobile: una diminuzione del prezzo della benzina può accelerare tale tendenza. In altri termini, in questi paesi la domanda di benzina (e di automobili) è, presumibilmente, elastica non solo rispetto al reddito, ma anche rispetto al prezzo (una diminuzione del prezzo, poniamo, del 20 %, è seguita da un aumento del consumo maggiore del 20 %). Se così è, se cioè l'elasticità della domanda di benzina è maggiore di uno (e si ha motivo di ritenere rispondente al vero questa ipotesi), una diminuzione delle aliquote dei tributi e quindi del prezzo al minuto della benzina conduce, non ad una diminuzione, ma ad *un aumento del gettito totale dei tributi stessi*.

Oggi questo vantaggio sarebbe più che annullato dallo svantaggio derivante da un aumento nel deficit della bilancia dei pagamenti.

Domani, con una elevata produzione interna di petrolio, quello svantaggio non impedirebbe più una riduzione dei tributi.

È evidente l'interesse che può avere uno studio empirico approfondito delle caratteristiche della domanda di benzina nel nostro mercato. (Lo studio approfondito delle variazioni dei prezzi e del consumo nel Messico può essere particolarmente istruttivo).

PARTE QUINTA DOCUMENTI

I. – ITINERARIO ED ELENCO DELLE PERSONE INTERROGATE

NEW YORK

Carlo DE FERRARIIS SALZANO, Console Generale d'Italia.

1. – Prof. Bruno FOÀ, Consulente della Delegazione tecnica dell'Ambasciata Italiana a Washington.
2. – Ing. Mario FERRARIS, Consulente della stessa Delegazione Tecnica.
3. – Walter LEVY, Petroleum Consultant, 30 Rockefeller Plaza.
4. – Zeb MAYHEM, Standard Oil Company of New Jersey.
Mr. YOUNG, idem.
5. – Roy L. LAY, Assistant Vice President, Producing Department, Texas Oil Company, 135 East 42 Street.
C. F. ELDER, Petroleum Engineer, idem.
6. – Frank M. PORTER, President, American Petroleum Institute, 20 Rockefeller Plaza.

WASHINGTON

Manlio BROSIO, Ambasciatore d'Italia.

Egidio ORTONA, Ministro d'Italia.

7. – *Department of State:*
Herbert HOOVER, Sottosegretario di Stato.
Robert H. S. EAKENS, Chief, Fuels Division, Office of International Trade and Resources.
Giorgio TESORO, Economic Adviser, Office of Western European Affairs.
8. – *Federal Power Commission:*
Jerome KUYKENDALL, Chairmann.
Willard GATCHELL, General Counsel.
9. – *Department of the Interior:*
Felix E. WORMSER, Sottosegretario di Stato.
10. – *Department of the Interior: Oil and Gas Division:*
Carrol FENTRESS, Acting Director.
11. – *Department of the Interior: Geological Survey:*
H. J. DUNCAN, Chief, Conservation Division.
R. E. SPEER, Eastern Regional Division.
6. – G. M. PAULUS, Assistant to Chief, Conservation Division.
E. A. FINLEY, Eastern Regional Division Geologist.
12. – *Department of the Interior, Bureau of Land Management:*
Edward WOODSLEY, Director of the Bureau of Land Management.
Clarence BRADSHAW, Soliciter Office.
Lewis HOFFMAN, idem.
13. – Department of Treasury:
Eugene OAKES.
Douglas ELDRIDGE.
Nathan GORDON.

- 14 – *Department of Justice: Anti-Trust Division:*
Judie BARNES, Attorney General.
- 15 – Interstate Commerce Commission:
Hugh W. CROSS, Commissioner.
C. W. EMKEN, Director, Bureau of Accounts.
- 16 – *Department of Commerce:*
Mr. CIEGEL, Office of European Affairs.
- 17 – Marian CLAWSON, già Direttore del Bureau of Land Management (ora consulente della «Resources for the Future Inc.», 1145 – 19 Str. and L Str.).
- 18 – Alfred E. KAHN, Council of Economic Advisers to the President of the U.S.A., professore di economia, Cornell University, Ithaca.
- 19 – Max SALVADORI, professore di economia, Smith College, Northampton, Mass.
- 20 – Carles PEREZ DE LA COVA, Petroleum Counselor, Ambasciata del Venezuela.
- 21 – Elmer BATZELL, avvocato, già direttore della Petroleum Administration for Defense (ha collaborato alla redazione delle leggi del Guatemala, della Turchia e di Israele).
- 22 – Oscar Cox, avvocato (consulente dell'Ambasciata italiana).
- 23 – Mr. CHEEK, Oil Consultant, studio tecnico di Douglas Ball (lo studio Ball ha avuto una parte preminente nella redazione della legge di Israele).
- 24 – Russel BRAWN, Independent Petroleum Association of America, Ring Building.
- 25 – Albert GREGERSEN, Director, Eastern Hemisphere Affairs, Gulf Oil Company. Pittsburg, Pennsylvania.

AUSTIN (Texas)

36. – General Ernest THOMPSON, Commissario, Railroad Commission of Texas (organo statale di direzione e controllo dell'industria petrolifera).

DALLAS (Texas)

27. – DE GOLYER and MAC NAUGHTEN, Geological Company, 5625 Daniels Avenue.
28. – L. A. SUNKEL, Vice-President and General Manager, Atlantic Refining Company, Atlantic Building.

HOUSTON (Texas)

29. – Howard H. HINSON. Vice President, Continental Oil Company, Sterling Building.
30. – Carl ILLIG, Associate General Counsel, Humble oil Company Gulf Building.
31. – Joseph KENNEDY, Vice-President, Sinclair Oil Company, Gulf Building.
32. – Mr. YOUNG, Attorney General, Texas; Walter CLEMONS, Attorney; Ralph FLUKER, Engineer, Gulf Oil Company.
33. – E. J. HUDSON, Oil Operator (piccolo produttore indipendente), 2711 Dauville Road.

CITTÀ DEL MESSICO

- Giustino ARPESANI, Ambasciatore d'Italia.
Armando Marchetti, Consigliere economico dell'Ambasciata d'Italia.
34. – Antonio J. BERMUDEZ, Presidente della PEMEX.
 35. – Dr. ORTIZ-MENA, ingegnere-capo, PEMEX.
 36. – Raul SALINAS, Direttore del Comitato degli investimenti Jorge ESPINOSA DE LOS REYES, Comitato degli investimenti (Las Pinos, Mexico D.F.).

37. – Miguel CÀRDENAS, avvocato, Madero 2-406 (nipote del Presidente Càrdenas, che attuò la nazionalizzazione della industria petrolifera).

LOS ANGELES

Massimo CASILLI D'ARAGONA, Console d'Italia.

38. – P. WITMER, Manager Land Office, Bureau of Land Management, Post Office Building.
Charles SCHAEFER, Leasing Office, idem.

39. – Francis J. HORTIG, Mineral Resources Engineer, State Land Commission, Division of State Lands, California State Building.

40. – Douglas GREGG, Legal Department.

A. B. HENDERSON Land Department.

A. C. RUBLE, Vice President in charge of Production, Union Oil Company, 617 West, 7th Street.

41 – Marcus MATTSON, Attorney.

H. C. BEMIS, Superintendent of Exploration.

J. P. BAILEY, Senior Geologist.

Standard Oil Company of California.

42. – Albert SALVATORI, Vice President, Grant Oil Tool Company, 2042 East Vernon Avenue
William R. WARDENER Jr., Manager, Conservation Committee of California Oil Producers, 417 South Hill Street.

44. – Garth L. YOUNG, Vice-President, Signal Oil and Gas Company, 811 West 7th Street.

45. – Carl WAGNER, Vice-President, General Petroleum Company (sussidiaria della Scoony Vacuum), Petroleum Building.

W. E. WOODROOF, Attorney.

Richfield Oil Corporation, 555 Flower Street.

CALGARY (centro petrolifero della Provincia di Alberta, Canada)

47. – I. N. MC KINNON, Chairman; D. P. GOODALL, Deputy Chairman; Mr. COOPER, Chief Statistical Department, Petroleum and Gas Conservation Board 514, and 11th Avenue West.

48. – John W. PROCTOR, General Manager, Canadian Petroleum Association, Petroleum Building.

49. – E. D. LOUGHNEY, Vice President.

S. G. PEARSON, Manager of Exploration.

E. J. GALLAGHER, Manager of Production.

G. M. P. BLACKSTOCK, Counsel in Canada.

Gulf Oil Company of Canada, Hudson Bay Building.

50. – Jack DESMOND, Manager; Ing. Ruggero TIMÒ, geologo; Western Union Company.

EDMONTON (capitale della provincia di Alberta)

51. – John J. BOWLEN, Lieutenant Governor of the Province of Alberta, Legislative Building.

52. – H. H. SOMERVILLE, Deputy Minister, Ministry of Mines and Mineral Resources, Natural Resources Building.

SEATON, Assistant Director, idem.

53 – E. C. HAWKINS, Deputy Provincial Treasurer, Legislative Building.

54 – Mr. PATTERSON, Director, Federal Income Tax Department, Tower Building.

55. – J. S. GROSSHART, Area Superintendent, Canadian Gulf Oil Company, 10011 – 103 Street.

56. – Prof. J. GREGG, Dean, Department of Petroleum Engineering, University of Alberta.

II – CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DELL'OTTIMO RITMO DI ESTRAZIONE (Alberta)

L'importanza pratica della nozione di «ottimo ritmo di estrazione» negli ultimi tempi si è andata sempre più affermando, tanto che essa compare, oltre che nei regolamenti, nelle recenti leggi di vari paesi. La nozione di «ottimo ritmo di estrazione» è una nozione ben definita, fondata su precisi principi di ingegneria mineraria. Le difficoltà della determinazione pratica del MER non sono gravi; in ogni caso, nelle varie legislazioni sono previste revisioni periodiche sulla base dei dati concreti. Il MER può essere determinato entro un periodo non lungo; pochi mesi dall'inizio della produzione sono sufficienti.

È da considerare «ottimo» quel ritmo di estrazione che, nel lungo periodo (teoricamente, per l'intera durata del giacimento), consente di recuperare la massima quantità di idrocarburi utilizzando l'energia spontanea del giacimento (pressione del gas e dell'acqua). Poiché la produzione che si svolge in questo modo è anche quella che rende minima l'erogazione di fattori produttivi reali e personali, si può affermare che lo sfruttamento di ciascun giacimento attuato secondo il criterio dell'ottimo ritmo di estrazione tende a coincidere con l'optimum economico per la società nel suo complesso.

Negli Stati americani e in Canada il MER, però, non è solo uno strumento per la conservazione fisica e la razionale coltivazione dei giacimenti: è addirittura la base della politica del razionamento della produzione e della stabilizzazione dei prezzi. La produzione di ciascun giacimento è appunto razionata tenendo conto, da un lato, del MER di ciascun giacimento e, dall'altro, della domanda di mercato: il risultato è che i prezzi non incontrano limiti all'aumento ma l'incontrano se tendono a diminuire, poiché in tal caso la produzione viene prontamente ridotta. Tuttavia in alcune recenti legislazioni ispirate o redatte da legali e da tecnici americani, con alcuni dei quali avemmo colloqui a Washington, è adombrata la possibilità di usare il MER come strumento volto a promuovere la produzione. In queste leggi il MER viene esplicitamente definito in una norma: esso è, bensì, definito come il limite massimo oltre il quale la produzione non può salire; ma questa norma viene introdotta subito dopo un'altra norma che conferisce all'autorità amministrativa il potere di imporre ai concessionari l'obbligo di portare la produzione al livello che essa giudicherà opportuno, al fine di soddisfare il consumo interno (legge petrolifera di Israele, art. 33; legge della Turchia, art. 13; legge del Guatemala, articoli 45 f, e 52).

Dal punto di vista tecnico, la formulazione del MER adottata dal Conservation Board della provincia di Alberta appare, al tempo stesso, la più semplice e la più razionale. Riportiamo pertanto la traduzione di un prontuario, usato dal detto ufficio, che illustra i criteri tecnici seguiti per fissare il MER (che nell'Alberta viene chiamato «Maximum Permissible Rate» MPR). Nella sezione successiva (III) è riportata la traduzione di un altro prontuario, che illustra i criteri seguiti dallo stesso Ufficio per assegnare le «quote» di produzione ai singoli pozzi.

THE PETROLEUM AND NATURAL GAS CONSERVATION BOARD

(Provincia di Alberta).

FORMULA GENERALE PER IL CALCOLO DELL' «MPR».

In considerazione della necessità di una procedura generale ed uniforme per la determinazione dell' «MPR» («Maximum Permissible Rate») ossia del massimo ritmo di produzione ammissibile per pozzi petroliferi, il «Board» ha adottato la seguente formula. L' «MPR» rappresenta una stima tecnica del massimo ritmo di produzione efficiente di un pozzo singolo fatta dal «Board».

Agli inizi dello sviluppo di un giacimento si hanno pochi dati sulle dimensioni o sulle caratteristiche produttive del deposito. In effetti, un'analisi rigorosa non è quasi mai possibile fino a quando non si conosca almeno il 10 % del recupero finale. Alla luce di questi fatti il «Board» è dell'opinione che sarebbe opportuno basarsi su delle considerazioni volumetriche per stabilire un «MPR» per un pozzo tipico in un giacimento, fino a quando non è possibile tracciare una storia della produzione con cui eventualmente indicare la necessità di cambiare il metodo con cui l' «MPR» è stato calcolato.

È opinione generale che il massimo ritmo di produzione ammissibile (MPR) per un pozzo tipico di un giacimento possa essere calcolato sulla base delle seguenti variabili:

1. Area.
2. Spessore dello strato petrolifero.
3. Porosità, acque connate, ritiro (shrinkage).
4. Tipo di spinta nel giacimento.
5. Recupero prevedibile.
6. Vita del giacimento.
7. Grado di sviluppo del giacimento.
8. Pressione del giacimento.
9. Rapporto di produzione gas-petrolio.
10. Rapporto di produzione acqua-petrolio.

Le variabili 4, 5 e 6 sono interrelate. Infatti le variabili 5 e 6 sono determinate dalla variabile 4, ossia dal tipo di spinta esistente nel giacimento. La variabile 7, grado di sviluppo del giacimento, è significativa dato che, prima che venga completata la perforazione del giacimento, è possibile avere una maggiore estrazione di petrolio per singolo pozzo senza danneggiare il deposito. Ciascuna delle variabili 8, 9 e 10 acquista significato soltanto quando sorgono delle differenze tra i vari pozzi di un dato giacimento. Si ritiene opportuno che queste variabili vengano integrate in una sola formula generale.

La formula esistente rappresenta la definizione di quello che potrebbe essere chiamato un «pozzo di riferimento». Il pozzo di riferimento corrisponderebbe a un pozzo tipico in un giacimento con spessore medio dello strato petrolifero uguale a «T» piedi, avente un'area di drenaggio assegnata di 40 acri e caratterizzato dalle seguenti proprietà medie:

$$\begin{aligned} \text{porosità} &= f = 0,10. \\ \text{acque connate} &= c = 0,25 \\ \text{ritiro} &= s = 0,75 \end{aligned}$$

e che presenta inoltre caratteristiche di giacimento tali che, con una vita «L» a «ritmo uniforme» di sfruttamento uguale a 10 anni, si otterrebbe un recupero finale «E» uguale a 0,20. Per un pozzo di riferimento di questo tipo l' «MPR» può essere calcolato come la quantità di petrolio recuperabile dal pozzo divisa per il numero di giorni che costituiscono i 10 anni di vita «L» a un «ritmo uniforme» di sfruttamento.

$$\begin{aligned} \text{MPR} &= 7758 \frac{\text{barili}}{\text{acro} - \text{piede}} \quad \times \quad \frac{40T \text{ acro} - \text{piede}}{10 (365) \text{ giorni}} \quad \times \\ &\quad \times \quad (0,10 \text{ porosità}) (1 - 0,25 \text{ acque connate}) \quad \times \\ &\quad \times \quad (0,75 \text{ ritiro}) (0,20 \text{ recupero}). \end{aligned}$$

$$\text{MPF} = (0,9655 T)$$

ossia in pratica

$$\text{MPR} = T \text{ barili/giorno.}$$

Questa formula presuppone che il pozzo di riferimento si trovi in un giacimento totalmente coltivato. Per gli altri casi, ossia agli inizi della coltivazione del giacimento, la formula del pozzo di riferimento viene modificata inserendo un fattore F_D «grado di sviluppo». Questo fattore dovrebbe teoricamente rispecchiare il grado di sviluppo in cui si trova il giacimento. Dato che è impossibile definire al momento della scoperta l'estensione superficiale di un qualsiasi giacimento, si usa in pratica un fattore di sviluppo massimo, $F_D = 2,5$ per calcolare l'«MPR» di un pozzo tipico in un giacimento di recente scoperta, fino a quando non se ne conosce abbastanza bene l'area. Nel caso di vasti giacimenti il fattore $F_D = 2,5$ può essere applicato per un anno e anche per periodi più lunghi. In ogni modo, se agli inizi dello sviluppo si viene a conoscere che il giacimento è di piccole dimensioni, il fattore F_D viene adeguatamente ridotto secondo un giusto criterio di gradualità nel tempo in modo tale che esso sia approssimativamente proporzionale al grado di sviluppo parziale del giacimento.

Pertanto la formula per il pozzo di riferimento diventa:

$$\text{MPR} = T F_D \text{ barili/giorno.}$$

Per i pozzi effettivi la formula viene modificata in base alle differenze che essi presentano nei confronti del pozzo di riferimento per quanto riguarda: area assegnata, porosità, acque connate, ritiro (shrinkage), recupero prevedibile e vita presunta secondo quanto è dato di sapere in base al tipo di spinta del giacimento. Queste modifiche possono essere prontamente inserite usando i seguenti fattori aggiuntivi:

$$\begin{aligned} F_A &= \text{fattore di superficie} \\ &= 1/40 \text{ (area di drenaggio stabilita)} \end{aligned}$$

$$F_{PS} = \text{fattore porosità-ritiro} =$$

$$\frac{f(1-c)s}{0,10(0,75)(0,75)}$$

laddove f = porosità media del giacimento, rapporto

c = valore medio delle acque connate del giacimento, rapporto

s = ritiro medio di giacimento, rapporto

0,10 = porosità del pozzo di riferimento, rapporto

0,75 = 1 – acque connate del pozzo di riferimento, rapporto

0,75 = ritiro del pozzo di riferimento, rapporto

F_{RL} = fattore recupero-vita del giacimento

$$\frac{10 R}{0,20 L}$$

laddove 10 = anni di vita del pozzo di riferimento a un saggio uniforme di sfruttamento

L = anni presunti di vita a ritmo di sfruttamento uniforme

R = recupero atteso, rapporto

0,20 = recupero del pozzo di riferimento, rapporto.

Il su accennato fattore F_A corregge la formula del pozzo di riferimento in modo tale che l'«MPR» calcolato si applichi a pozzi con aree di drenaggio non uguali a 40 acri. Nello stesso modo

il fattore F_{PS} corregge la formula-tipo per tener conto di valori di porosità, acque connate e ritiro diversi da quelli assegnati al pozzo di riferimento.

Il fattore F_{RL} ricupero-vita fa sì che l' «MPR» calcolato si applichi a pozzi in cui le caratteristiche di spinta del giacimento possono eventualmente portare a valori di ricupero diversi da 0,20 ed a una vita a «saggio uniforme» non uguale a 10 anni. Va notato che il rapporto R/L non varia in modo notevole dato che R ed L sono in certo qual modo interdipendenti. Il rapporto probabilmente ha un campo di variabilità compreso tra 0,02 e 0,03.

L'equazione così modificata per un pozzo tipico di un dato giacimento assume la forma seguente:

$$MPR = T F_D F_A F_{PS} F_{RL}$$

Man mano che si sviluppano delle differenze tra i singoli pozzi di un dato giacimento può divenire necessario correggere l' «MPR» di un certo pozzo a seguito di variazioni nella pressione del giacimento, nel rapporto di produzione gas-petrolio o nel rapporto di produzione acqua-petrolio. Si possono in tal caso applicare alla suddetta equazione generale i seguenti fattori correttivi:

F_P = fattore di penalizzazione per la correzione della pressione del giacimento, da determinarsi

F_G = fattore di penalizzazione per il rapporto gas-petrolio, da determinarsi

F_W = fattore di penalizzazione per il rapporto acqua-petrolio, da determinarsi.

L'equazione generale per l' «MPR» di un pozzo tipico in un dato giacimento diventa:

$$MPR = T F_R F_A F_{PS} F_{RL} F_P F_G F_W.$$

Le condizioni di riferimento sono state scelte con criteri prudenziali in maniera tale che agli inizi della vita del giacimento, quando i dati a disposizione sono scarsi, si può scegliere con sicurezza l' «MPR» facendo uguali ad 1 tutti i fattori, eccetto lo spessore T ed il grado di sviluppo F_D . Ove possibile i valori numerici dei vari fattori vengono determinati in seguito ad una udienza pubblica, e sono soggetti ovviamente a continua revisione, specialmente durante gli inizi dello sfruttamento del giacimento.

Fatta eccezione per i fattori di penalizzazione F_P , F_G e F_W e per il fattore di sviluppo F_D , la formula definitiva, a simiglianza di quella del pozzo di riferimento, rappresenta la riserva recuperabile del petrolio giacente nel sottosuolo diviso per il numero dei giorni di vita del giacimento a ritmo uniforme di sfruttamento. Come tale, la formula è oggetto di critiche basate sul fatto che molti dei fattori, in particolar modo il ricupero e la vita del giacimento, non sono soggetti ad una determinazione accurata fino a quando il giacimento non viene messo completamente in produzione. Pur ammettendo la validità di questa obiezione, bisogna anche tener conto del fatto che questi fattori possono essere stimati anche agli inizi della vita del giacimento, effettuando confronti con altri giacimenti e a mezzi di indagini che indichino il tipo di spinta del deposito.

Il «Board» nella applicazione pratica della formula, ritiene opportuno fissare un minimo economico al di sotto del quale l' «MPR» calcolato in base alla equazione

$$MPR = T F_D F_A F_{PS} F_{RL}.$$

non si applica più. In suo luogo viene assegnato un ritmo di sfruttamento ammissibile basato sul «Diagramma di Assegnazione Economica» qui allegato. Questo diagramma costituisce la Tavola N. 1 del Piano di Razionamento del «Board». In effetti se un «MPR» calcolato in base alla suddetta equazione risulta inferiore all'assegnazione economica prevista per la profondità del pozzo, al pozzo stesso viene assegnato un saggio ammissibile uguale all'assegnazione economica. Pur tuttavia i

fattori di penalizzazione F_D , F_G e F_W vengono sempre impiegati nel caso in cui se ne richieda l'applicazione.

A giudizio del «Board» la formula ha i seguenti meriti:

1. È relativamente semplice.
2. È di applicazione generale, è flessibile e tiene conto dei valori estremi delle variabili considerate (pag. 121-122).
3. Permette l'equa determinazione degli «MPR» dei pozzi nei vari giacimenti.
4. Può essere adottato all'inizio della vita di un giacimento e risponde a criteri sicuri e realistici.
5. La sua adozione permette agli operatori di programmare le attività future con una più precisa conoscenza dei futuri saggi di sfruttamento.
6. L'uso della formula accelera la condotta delle udienze per l'assegnazione dei ritmi ammissibili dei singoli pozzi e serve come base per la discussione tecnica, mettendola a fuoco sui vari problemi riguardanti la determinazione dei valori più probabili per i vari fattori.

ESEMPI DI CALCOLI PER L' «MPR».

ESEMPIO N. 1 (diagramma n. 1).

Supponiamo, a titolo esemplificativo, che un giacimento sia stato scoperto il 1° febbraio 1950 in calcare devoniano ad una profondità di 3.400 piedi. I calcoli che seguono illustrano l'applicazione delle formule precedentemente descritte per determinare l' «MPR» di pozzi nel giacimento sia durante lo sviluppo del giacimento stesso che dopo.

Dati desunti dal pozzo di scoperta.

Formazione – Zona D-3.

Spessore dello strato mineralizzato: 68 piedi al di sopra della tavola d'acqua.

Pressione di fondo pozzo: 1/427 psig.

Rapporto di produzione gas-petrolio: 400 metri cubi/barile.

Il pozzo di scoperta non presenta alcuno strato superiore di gas.

$$MPR = T F_D F_A F_{PS} F_{RL} F_D F_G F_W$$

Laddove $T = 68$

$$F_D = 2,5 \text{ (massimo presunto)}$$

$$F_A = 40/40 = 1$$

F_{PS} , F_{HL} , F_P , F_G , F_W sono sconosciuti e pertanto vengono considerati uguali ad 1.

pertanto:

$$MPR = 68 (2,5) (1) \text{ (altri fattori} = 1) = 170 \text{ B.P.D. (barili/giorno).}$$

Questo sarebbe l' «MPR» assegnato in base al pozzo di scoperta. Esso verrebbe tenuto in vigore fino a quando non si otterranno ulteriori dati dal giacimento.

1. *Secondo «MPR». – Tre mesi dopo la scoperta.*

Facciamo l'ipotesi che i pozzi n. 2 e n. 3 vengano completati 3 mesi dopo la scoperta, e che presentino uno spessore dello strato mineralizzato rispettivamente di 62 e di 84 piedi al di sopra della tavola d'acqua, e che lo spessore medio dello strato per il giacimento viene stimato a 71 piedi. Non abbiamo ancora a disposizione i dati di carotaggio, e le analisi dei fluidi del giacimento. Un esame delle caratteristiche dei pozzi già completati fa presente che si tratta di un deposito sottosaturato di petrolio grezzo a spinta d'acqua.

$$MPR = T F_D F_A F_{PS} F_{RL} F_P F_G F_W$$

Laddove $T = 71$

$F_D = 2,5$

$F_A = 40/40 = 1$

F_{PS} , F_{RL} , F_P , F_G , F_W sono sconosciuti e pertanto vengono considerati uguali a 1.

pertanto:

$$MPR = 71 (2,5) (1) (\text{altri fattori uguali } 1) = 178 \text{ B.P.D. (barili/giorno)}.$$

2. Terzo «MPR». – Sette mesi dopo la scoperta.

Al 1° settembre 1950 abbiamo completato 18 pozzi ed abbiamo ottenuto un gran numero di dati di carotaggio. Le analisi dei fluidi del giacimento da campioni di fondo pozzo hanno confermato la nostra ipotesi che si trattasse di petrolio grezzo leggermente sottosaturato.

Altre informazioni ottenute;

Porosità media del campo = 0,11.

Permeabilità media del campo = oltre i 100 mdc.

Contenuto medio di acque connate nel campo = 0,15.

Indice medio di produttività di pozzo = 10 barili/giorno/psig.

Pressione di saturazione dei fluidi nel deposito = 1.408 psig.

Rapporto gas-petrolio = 420 C.F./barili.

Fattore di ritiro 0,80.

Spessore medio dello strato mineralizzato per il campo = 65 piedi.

Sono stati completati tre pozzi sterili ad una certa distanza dal giacimento. Questi però hanno incontrato una formazione acquifera nella Zona D-3 al di sotto del livello dell'acqua. Ciò indica la presenza di una notevole falda acquifera al di sotto dello strato petrolifero ed ha confermato l'esistenza di una spinta d'acqua almeno parziale.

Con queste informazioni aggiuntive è possibile calcolare l'«MPR» nel modo seguente:

T = Spessore medio dello strato mineralizzato per il campo
= 65 piedi (basato su dati desunti da 18 pozzi).

f = Porosità media nel campo = 0,11.

s = Ritiro medio del campo 0,80.

c = Media delle acque connate nel campo = 0,15.

$$F_{PS} = \frac{f(1-c)s}{0,10(0,75)(0,75)} (\text{fattore porosità-ritiro})$$

$$= \frac{0,11(1-0,15)(0,80)}{0,10(0,75)(0,75)} = 1,33$$

$$F_A = 1,0 \text{ (fattore area)}$$

$$F_{RL} = \frac{10 R}{0,20 L} \text{ (fattore ricupero-vita).}$$

Dato che la presenza di una spinta d'acqua è stata stabilita con sufficiente sicurezza, e presentando la roccia del deposito delle buone caratteristiche di flusso, possiamo stabilire con una certa fiducia i fattori di recupero e di vita.

$$\left. \begin{array}{l} \text{Ricupero } R = 0,40 \\ \text{Vita } L = 20 \text{ anni} \end{array} \right\} R/L = 0,020$$

$$F_{RL} = \frac{10 (0,40)}{(0,20) 20} = 1,00$$

$$F_D = 2,5$$

$$F_P F_G F_W = 1,0 \text{ (non si richiede ancora l'applicazione di fattori di penalizzazione ai singoli pozzi)}$$

pertanto:

$$\begin{aligned} \text{MPR} &= T F_D F_A = F_{PS} F_{RL} \text{ (fattori di penalizzazione} = 1) = \\ &= 65 (2,5) (1) = 217 \text{ barili/giorno.} \end{aligned}$$

3. Quarto MPR – 1 anno dopo la scoperta.

Quaranta pozzi sono stati completati con uno spessore medio dello strato di 65 piedi. L'andamento della pressione del campo ha confermato la teoria della spinta d'acqua. Inoltre si è potuto avere a disposizione una serie aggiuntiva di dati di carotaggio con cui la porosità F è stata stimata a 0,11 e il tenore in acque connate è stato stimato a 0,15. Il campo è stato delimitato con una certa precisione e l'area è stata determinata in modo tale che si può presumere di ubicare circa 120 pozzi con 40 acri ciascuno.

Abbiamo pertanto un grado di sviluppo descritto come segue:

$$\frac{40 \text{ pozzi completati}}{120 \text{ possibili ubicazioni di perforazione individuale}} = \frac{1}{3}$$

Il ritmo futuro di coltivazione può pertanto essere stabilito. Supponiamo che durante il secondo anno si sviluppo vengano completati altri 40 pozzi. Durante questo secondo anno si dovrà perciò usare un nuovo fattore F_D .

$$F_D = \frac{120 \text{ possibili}}{40 \text{ completati} + 40 \text{ preventivati}} = 120/80 = 1,5$$

pertanto il quarto MPR da stabilirsi il 1° febbraio 1951, diventa:

$$\begin{aligned} \text{MPR} &= T F_D F_A F_{PS} F_{HL} \text{ (fattori di penalizzazione} = 1,0 = \\ &= 65 (1,50) (1) (1,33) (1) = 130 \text{ barili/giorno.} \end{aligned}$$

4. Quinto MPR – 20 mesi dopo la scoperta.

70 pozzi sono stati completati al 1° ottobre 1951. La completa perforazione del giacimento verrà determinata entro 4 mesi, ossia due anni esatti dopo la scoperta. Alla completa perforazione del giacimento si avranno 105 pozzi. Inoltre supponiamo che il giacimento sia stato ben delimitato e che lo spessore medio dello strato sia stato determinato in ragione di 65 piedi in modo definitivo (lo stesso dato usato per il calcolo degli MPR precedenti). Tutti gli altri fattori sono stati confermati da ulteriori dati informativi. Tenendo conto del fatto che il ritmo di sviluppo della coltivazione è stato più rapido del previsto, il fattore F_D viene questa volta ridotto a 1,10 basandosi sul grado medio di sviluppo per il periodo considerato. Il calcolo dello «MPR» viene effettuato nel modo seguente:

$$\begin{aligned} \text{MPR} &= T F_D F_A F_{PS} F_{RL} \text{ (fattori di penalizzazione = 1) } = \\ &= 65(1,1) (1) (1,33) (1) = 95 \text{ barili/giorno.} \end{aligned}$$

5. Sesto MPR – 2 anni dopo la scoperta.

Il giacimento è stato completamente perforato con il completamento di 105 pozzi. A questo punto (1° febbraio 1952) il fattore di sviluppo F_D diventa uguale a 1. È probabile che durante questo periodo gli ulteriori dati di carotaggio indichino che la porosità media ($f = 0,11$) è di tipo prevalentemente intergranulare ed uniforme. Altri dati possono confermare che la spinta dell'acqua è notevole e che ci si può attendere un recupero più forte del previsto.

Pertanto:

$$\begin{aligned} R &= 0,45 \text{ (invece di 0,40)} \\ L &= 20 \text{ (come prima)} \end{aligned}$$

di conseguenza

$$F_{RL} = \frac{10 R}{0,20 L} = \frac{10 (0,45)}{0,20 (20)} = 1,13 \text{ (} R/L = 0,0225 \text{)}$$

Per cui:

$$\begin{aligned} \text{MPR} &= T F_D F_A F_{PS} F_{RL} \text{ (fattori di penalizzazione = 1) } \\ &= 65 (1,0) (1,0) (1,33) (1,13) = 98 \text{ barili/giorno:} \\ &\text{essenzialmente lo stesso valore del precedente MPR.} \end{aligned}$$

6. Calcoli del saggio MPR per pozzi non tipici.

I calcoli precedenti ci hanno dato i valori MPR per un pozzo tipico del nostro giacimento e-
semplificativo di cui alla pag. 125. I calcoli sono stati basati sull'ipotesi che il pozzo tipico del giacimento avrebbe avuto un'area di 40 acri. Il fattore area F_A era pertanto uguale a 1.

Nel caso di un pozzo completato al di fuori della «target» area secondo le definizioni contenute nei regolamenti del «Board», viene usata come area di drenaggio un'estensione inferiore ai 40 acri. Supponiamo che un pozzo del giacimento abbia un'area di 27 acri.

$$F_A = 27/40 = 0,675.$$

Questo fattore può essere applicato al calcolo dell'MPR di un pozzo in qualsiasi momento dopo che sarà stato calcolato l'MPR del primo pozzo tipico. I coefficienti di penalizzazione vengono applicati nello stesso modo del coefficiente di area quando un qualsiasi pozzo del giacimento

presenti dei valori eccessivi per l'andamento del declino della pressione, per il rapporto gas-petrolio o per il rapporto acqua-petrolio.

Prendiamo come caso estremo quello di un pozzo per cui si debbano applicare dei coefficienti di penalizzazione per tutte e tre le condizioni suddette, come anche per il coefficiente di area:

$F_A = 0,675$ e poniamo

$F_P = 0,95$ $F_G = 0,90$ $F_W = 0,93$.

Al momento in cui la coltivazione del giacimento sarà stata completata l'MPR di questo particolare pozzo sarà:

$$\text{MPR} = 98 (0,675) (0,95) (0,90) (0,93) = 53 \text{ barili/giorno,}$$

dove 98 = MPR per il pozzo tipico.

(Questi valori dei coefficienti di penalizzazione sono stati presi a titolo puramente illustrativo).

7. Ulteriori calcoli per l'MPR.

Supponiamo che durante il primo o il secondo anno dopo la determinazione dell'MPR per il giacimento «totalmente coltivato» vengano fatti degli ulteriori studi tecnici sul giacimento e che le caratteristiche produttive del giacimento siano state ben definite. Può in tal caso sorgere la necessità di determinare l'MPR o l'assegnazione ammissibile per il giacimento in base a criteri diversi.

Si può dare il caso che in questo secondo periodo sia possibile determinare l'estensione delle acque e il saggio di influsso dell'acqua sulla zona petrolifera ai vari ritmi di estrazione. In questo caso la velocità di estrazione generale per l'intero giacimento può essere stabilita ad un valore che indichi l'utilizzazione più efficiente della spinta d'acqua. In altre parole, la storia del deposito può dirci che una certa pressione naturale può essere mantenuta ad una data velocità di estrazione. Questi dati possono essere impiegati direttamente per stabilire l'MPR del giacimento oppure per correggere il coefficiente recupero-vita F_{HL} nella formula dell'MPR.

ESEMPIO N. 2.

Supponiamo che un giacimento venga scoperto il 1° febbraio 1950 in calcari devoniani ad una profondità di 3.000 piedi. I calcoli che seguono, servono ad illustrare l'applicazione della formula per la determinazione dell'MPR dei pozzi del giacimento sia durante che dopo la coltivazione del giacimento stesso.

Dati desunti dal pozzo di scoperta:

Formazione – zona D-2.

Spessore dello strato mineralizzato: 36 piedi al di sopra di un livello d'acqua sotterranea.

Pressione di fondo pozzo: 1.300 psig.

Rapporto di produzione gas-petrolio di produzione: 300 C.F./barili.

Il pozzo di scoperta non presenta alcuno strato superiore di gas.

$$\text{MPR} = T F_D F_A F_{PS} F_{RL} F_P F_G F_W$$

Laddove $T = 36$, $F_D = 2,5$ (massimo presunto). $F_A = 40/40 = 1$.
Tutti gli altri fattori = 1.

$$MPR = 35 \times 2,5 \times 1 = 87,5 \text{ barili/giorno.}$$

1. Secondo MPR – tre mesi dopo la scoperta.

Abbiamo completato i pozzi n. 2 e n. 3 con uno spessore dello strato mineralizzato rispettivamente di 30 e 39 piedi sul livello di acqua. Lo spessore medio dello strato dell'intero giacimento è stato stimato a circa 35 piedi. Non sono ancora disponibili i dati di carotaggio e le analisi dei fluidi del deposito. Uno studio delle caratteristiche dei pozzi completi indica che probabilmente si tratta di un deposito di grezzo sottosaturato con una spinta d'acqua.

$$MPR = T F_D F_A F_{PS} F_{RL} F_P F_G F_W.$$

$$\text{Laddove } T = 35, F_D = 2,5, F_A = 40/40 = 1.$$

$F_{PS} F_{RL} F_P F_G F_W$ sono sconosciuti e pertanto vengono considerati = 1.

Pertanto:

$$MPR = 35 (2,5) (1) (\text{altri fattori} = 1) = 88 \text{ barili/giorno.}$$

2. Terzo MPR – Sette mesi dopo la scoperta.

Al primo settembre 1950 abbiamo completato 18 pozzi ed abbiamo ottenuto una discreta quantità di dati di carotaggio. Le analisi dei fluidi nel deposito su campioni di fondo pozzo hanno confermato il fatto che si trattava di grezzo leggermente sottosaturato.

Dati ulteriori ricavati:

Porosità media del campo = 0,05.

Permeabilità media del campo = oltre i 100 mdc.

Tenore medio di acque connate del campo = 0,20.

Indice medio di produttività di pozzo = 4 barili/giorno/psig.

Pressione di saturazione del fluido del deposito = 1200 psig.

Rapporto-gas-petrolio = 350 C.F./barili.

Coefficiente di ritiro = 0,83.

Spessore medio dello stato per il campo = 30 piedi,

A una certa distanza dal giacimento abbiamo completato tre sonde sterili che hanno incontrato la zona D-2 acquifera sotto il livello d'acqua. Questo fa presumere l'esistenza di una notevole falda acquifera al di sotto dello strato petrolifero e inoltre conferma l'esistenza di una spinta d'acqua almeno parziale.

Con queste informazioni aggiuntive l'MPR può essere calcolato nel modo seguente:

T = Densità media dello strato per il campo = 30 piedi (basato su 18 pozzi)

f = porosità media del campo = 0,05

s = ritiro medio del campo = 0,83

c = tenore medio di acque connate per campo = 0,20

$$F_{PS} = \frac{f(1-c)s}{0,10 (0,75) (0,75)} \quad (\text{fattore ritiro-porosità} =$$

$$= \frac{0,05 (1 - 0,20) (0,83)}{0,10 (0,75) (0,75)} = 0,59$$

$$F_A = 1 \quad (\text{coefficiente area})$$

$$F_{RL} = \frac{10 R}{0,20 L} \text{ (coefficiente ricupero-vita).}$$

Avendo confermato con una certa sicurezza la presenza di una spinta d'acqua e avendo riscontrato delle buone caratteristiche di flusso nelle rocce del deposito, possiamo stabilire con una certa fiducia i coefficienti di ricupero e di vita.

$$\left. \begin{array}{l} \text{Ricupero } R = 0,30 \\ \text{Vita } L = 15 \text{ anni} \end{array} \right\} R/L = 0,020$$

$$F_{RL} = \frac{10 (0,30)}{(0,20) 15} = 1$$

$$F_D = 2,5$$

$F_P F_G F_W$ sono uguali a 1 (non si richiede ancora l'applicazione di coefficienti di penalizzazione sui pozzi singoli).

Pertanto:

$$\begin{aligned} \text{MPR} &= T F_D F_A F_{PS} F_{RL} \text{ (coefficienti di penalizzazione} = 1) \\ &= 30 (2,5) (1,0) (0,59) (1,00) = 44 \text{ barili/giorno.} \end{aligned}$$

3. Quarto MPR. – Un anno dopo la scoperta.

Abbiamo completato 40 pozzi con una densità media dello strato di 28 piedi. Uno studio della storia dell'andamento della pressione nel campo ci ha confermato l'ipotesi della spinta d'acqua. Inoltre, abbiamo potuto avere degli ulteriori dati di carotaggio con cui la porosità media F del campo è stata stabilita a 0,05 e il tenore di acque connate «c» è stato stabilito a 0,20. Abbiamo delimitato il campo con sufficiente precisione tanto che si pensa di poter impiantare 120 pozzi con un'area di drenaggio di 40 acri ciascuno.

A questo punto il grado di sviluppo è:

$$\frac{40 \text{ pozzi completati}}{120 \text{ possibili zone di perforazione individuate}} = 1/3.$$

Il futuro ritmo di coltivazione può essere così preventivato. Supponendo che nel secondo anno vengano completati altri 40 pozzi si dovrebbe ricorrere all'uso di un nuovo coefficiente F_D .

$$F_D = \frac{120 \text{ (possibili)}}{20 \text{ (completati)} + 40 \text{ (preventivati)}} = 120/80 = 1,50$$

Perciò, per il quarto MPR da stabilire al primo febbraio 1951:

$$\text{MPR} = T F_D F_A F_{PS} F_{RL} = 25 \text{ barili/giorno.}$$

In ogni modo, per una profondità di 3.000 piedi l'assegnazione economica (tabella 2: Piano di Razionamento) ammonta a 36 barili/giorno. Questo diventa pertanto il saggio ammissibile per i

pozzi del giacimento, tenendo però conto delle eventuali correzioni che possano essere richieste in base ai coefficienti F_P , F_G , F_W .

4. Quinto MPR. – Venti mesi dopo la scoperta.

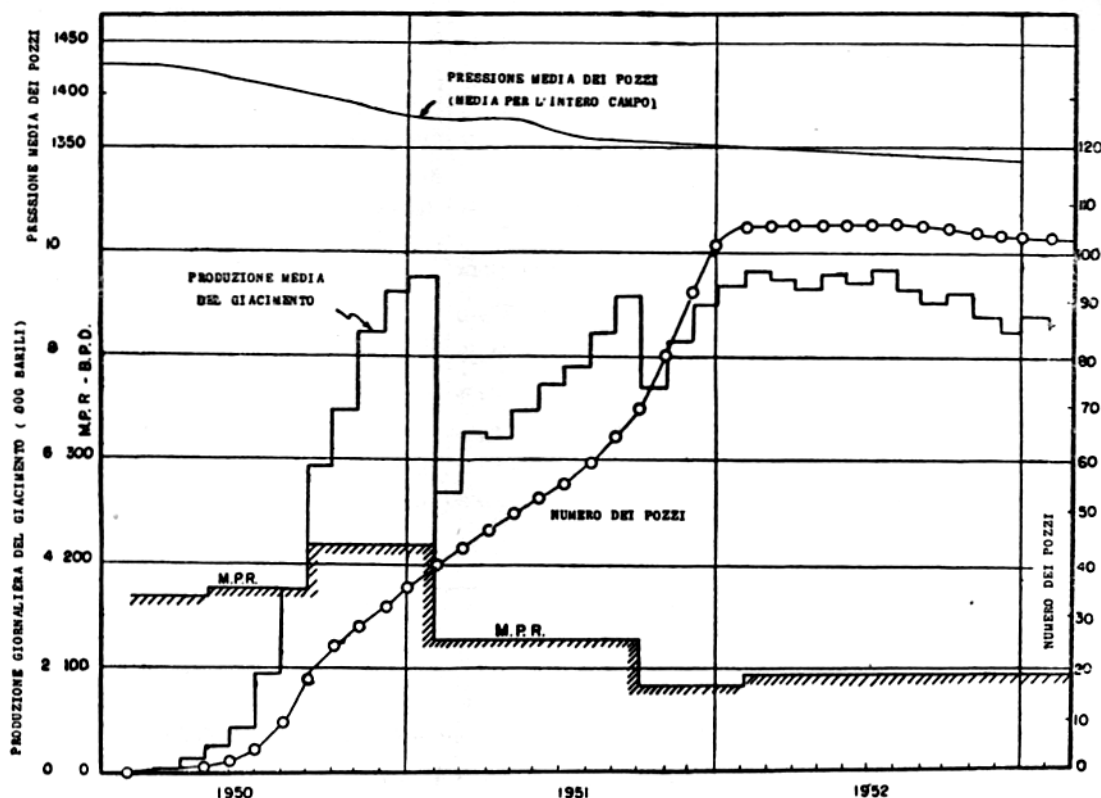
Al primo ottobre 1951 abbiamo completato settanta pozzi, e pensiamo di perforare completamente il giacimento con un totale di 105 pozzi entro un altro mese, ossia 21 mesi dopo la scoperta.

R I C A P I T O L A Z I O N E

CALCOLO DEGLI MPR PER UN POZZO TIPICO DEL GIACIMENTO (Esempio n. 1)

1/1/1950 Scoperta giacimento	1/5/1950 Calcolo 2° MPR	1/9/1950 Calcolo 3° MPR	1/2/1951 Calcolo 4° MPR	1/10/1951 Calcolo 5° MPR	1/2/1952 Calcolo 6° MPR	Dopo il 1/2/1952 Altri calcoli
<i>Dati:</i> a) Un pozzo completato b) T medio = 68 piedi c) Consideriamo $F_D = 2,5$ d) $F_A = 40/40 = 1$ MPR = 68 (2,5) (1) = = 170 barili/giorno	<i>Dati:</i> a) 3 pozzi completati b) T medio = 71 piedi c) $F_A = 40/40 = 1$ d) $F_D = 2,5$ e) nessun altro dato disponibile MPR = 71 (2,5) (1) = = 178 barili/giorno	<i>Dati:</i> a) 18 pozzi completati b) T medio = 65 piedi c) $F_A = 40/40 = 1$ d) $F_D = 2,5$ e) dati di carotaggio $f = 0,11$ $c = 0,11$ $s = 0,80$ $F_{PS} = 1,33$ R stimato a 0,40 L stimato a 20 anni MPR = 65 (2,5) (1,33) (1) (1) = = 217 barili/giorno	<i>Dati:</i> a) 40 pozzi completati b) T medio = 65 piedi c) $F_A = 40/40 = 1$ d) $F_D = 1,50$ e) $F_{PS} = 1,33$ f) $F_{RL} = 1$ MPR = 65 (1) (1,5) (1,33) (1) = = 130 barili/giorno	<i>Dati:</i> a) 70 pozzi completati b) T corretto a 1,10 c) altri dati invariati MPR = 65 (1,10) (1) (1,33) = = 95 barili/giorno	<i>Dati:</i> a) perforazione totale b) F_D corretto a 1,0 c) F_{RL} corretto a 1,13 dopo esame ($R = 0,45$) ($L = 20$ anni) d) altri dati invariati MPR = 65 (1) (1) (1,33) (1,13) (1) = = 98 barili/giorno	Man mano che le caratteristiche diventano più chiare e meglio definite, l'MPR del giacimento può essere basato su altri dati ed altri tipi di calcolo.

STORIA DI UN GIACIMENTO – ESEMPIO 1



Il giacimento è stato ben delimitato e la densità media dello strato è stata stabilita in modo definitivo a 28 piedi (la stessa cifra usata per i precedenti MPR).

Ulteriori dati hanno dato un'altra conferma della esattezza di tutti gli altri coefficienti. Considerando il fatto che la velocità di sviluppo è stata maggiore del previsto, a questo punto è necessario ridurre a 1,00 il fattore F_D . Questo valore è basato sul grado medio di sviluppo per il periodo considerato. L'MPR viene pertanto calcolato come segue:

$$\begin{aligned} \text{MPR} &= T F_D F_A F_{PS} F_{RL} \text{ (coefficienti di penalizzazione} = 1 = \\ &= 28 (1,00) (1,0) (0,59) (1,0) = 17 \text{ barili/giorno.} \end{aligned}$$

Come nel caso precedente si rende opportuno dare ai pozzi del giacimento un'assegnazione economica equivalente ad un saggio ammissibile di 36 barili/giorno.

III. – CRITERI PER IL RAZIONAMENTO DELLA PRODUZIONE (ALBERTA)

(The Petroleum and Gas Conservation Board).

RAZIONAMENTO IN BASE ALLA RICHIESTA DI MERCATO.

Premessa. – Prima di giungere alla formulazione di un piano specifico il «Board» ha preso in attento esame due piani particolari: il piano della «Western Canada Petroleum Association» e quello denominato piano «Alberta». Sono stati tenuti in considerazione anche i vari punti di vista espressi in occasione delle udienze tenute sull'argomento del razionamento in base alla richiesta di mercato. Il piano formulato dal «Board» i che entrava in vigore al 1° dicembre 1950 era considerato un piano preliminare, nel senso che il «Board» era ed è ancora disposto ad accogliere suggerimenti

per la sua semplificazione e per il suo miglioramento, e che in occasione di ulteriori udienze pubbliche il «Board» darà all'industria delle altre possibilità di esprimere i suoi punti di vista.

Gli scopi del «Conservation Board» sono:

1) Semplificare le procedure relative sia al piano della «Western Canada Petroleum Association» che al piano «Alberta», combinando il concetto del fattore di profondità (*depth factor* – proposto allo scopo di trovare una compensazione al maggiore esborso per spese di perforazione) con il concetto di «minimo» (*floor* – proposto allo scopo di trovare una compensazione alle spese di esercizio) e integrarli in una unica «assegnazione economica».

2) Permettere un passaggio meno discontinuo ai quantitativi finali di razionamento (specialmente nel caso di giacimenti con alto saggio di sfruttamento ammissibile) quando le condizioni di mercato sono tali che la richiesta è molto vicina alla capacità produttiva totale dei giacimenti razionati.

IL PIANO DEL «BOARD».

In breve, il piano comporta:

1) L'ottenimento di impegni nominativi degli acquirenti (Purchasers Nominations) per il petrolio grezzo prodotto nella provincia ed il loro esame in udienza pubblica.

2) La determinazione di una «Assegnazione provinciale» (Provincial Allowable) per il petrolio grezzo prodotto nelle provincie.

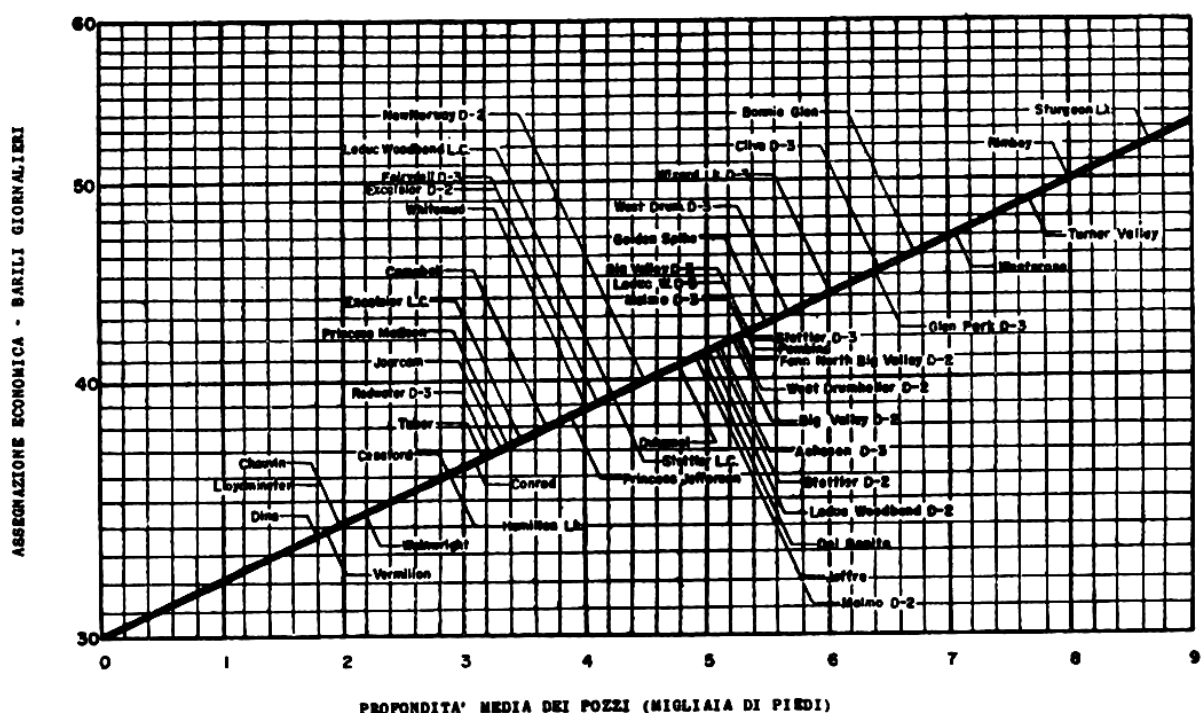
3) Una stima del numero effettivo di pozzi produttivi in ciascun campo e giacimento alla fine del mese di razionamento.

4) Che assegni una quota di ripartizione a ciascun giacimento per un ammontare di petrolio uguale al numero stimato di pozzi moltiplicato per l'assegnazione economica per pozzo singolo, oppure per il potenziale di produzione, nel caso che il potenziale sia inferiore all'assegnazione. (Per potenziale di produzione s'intende il massimo ritmo di sfruttamento ammissibile, «MPR», laddove esso sia stato determinato; s'intende la capacità produttiva negli altri casi). Questo stabilisce un «minimo ammissibile» per ciascun campo o giacimento.

5) La suddivisione della Assegnazione Provinciale nelle varie categorie di petrolio grezzo (leggero, medio e pesante) in modo da tenere conto della ragionevole intercambiabilità dei grezzi e delle opinioni espresse dalle ditte acquirenti.

6) La detrazione del minimo ammissibile per ciascun giacimento, calcolato in base al precedente paragrafo 4, dalla apposita categoria, allo scopo di determinare la «richiesta residua» di petrolio grezzo per ciascuna categoria.

PIANO DI RAZIONAMENTO



7) La ripartizione della richiesta residua per ciascuna categoria tra i vari giacimenti entro la categoria stessa, in conformità con il saggio di ciascun giacimento.

8) La somma della quota ripartita di richiesta residua con il minimo ammissibile precedentemente assegnato, in modo da determinare per ciascun giacimento una aliquota ammissibile definitiva che non superi l'MPR del giacimento.

9) Il razionamento di questa aliquota ammissibile definitiva del giacimento tra i vari pozzi del giacimento stesso, in stretta conformità con l'apposito MPR di ciascun singolo pozzo.

L'assegnazione economica in barili giornalieri per i singoli pozzi nei vari campi e giacimenti produttivi viene illustrata nel diagramma n. 2 come funzione della profondità media del pozzo; nella tabella 1 sono riportati i dati relativi. Questa assegnazione economica che varia da un minimo di 30 barili giornalieri fino a 50 barili giornalieri per una profondità di 8000 piedi, sembra tenere in debito conto i principali fattori economici relativi alla perforazione ed allo sfruttamento dei pozzi.

È opinione del «Board» che, tenendo conto del numero stimato di pozzi alla fine del mese di razionamento, sia possibile effettuare una giusta e ragionevole assegnazione per i nuovi pozzi che entrano in produzione durante il suddetto mese di razionamento. Per questi nuovi pozzi compresi nei campi e nei giacimenti previsti dalla Ordinanza del «Board», verrà permesso un breve periodo di prova senza limitazioni rigide. Successivamente i pozzi in questione dovranno essere sfruttati in conformità con l'ordinanza che regola la produzione per quel giacimento o campo.

Verrà effettuata una assegnazione in base alla produzione preventivata per i pozzi di scoperta e per i pozzi dei campi o dei giacimenti che non sono compresi nella Ordinanza del «Board». L'ordine di razionamento permetterà che questi pozzi vengano ragionevolmente provati e sfruttati a saggi tali che non provochino sprechi o danni al deposito.

La tabella 1, che fa parte integrante del piano, indica i principali MPR dei singoli pozzi normali, nonché lo MPR calcolato al 30/4/1954 per quei giacimenti in cui tali dati sono stati stabiliti.

Per quanto riguarda l'intercambiabilità dei petroli grezzi dal punto di vista delle raffinerie, il «Board» è a conoscenza dei seguenti fatti: a) i grezzi del tipo Lloydminster, Vermilion, Wainwright, etc. non sono intercambiabili con quelli del tipo Turner Valley, Leduc e Redwater; b) alcune raffinerie, a causa delle loro limitate attrezzature e dei loro sbocchi di mercato, non possono eco-

nomicamente trattare tutti i grezzi che in altre raffinerie potrebbero essere considerati come parte dello stesso gruppo generale. Per questo motivo il piano del «Board» prevede al momento attuale la creazione di tre categorie di grezzo: la categoria leggera che include i grezzi prodotti a Turner Valley, Leduc, Redwater, e in altri campi; la categoria pesante che include i grezzi prodotti a Lloydminster, Vermilion, Wainwright e in altri campi; e la categoria media che include quei grezzi che dal punto di vista generale di raffinazione (avendo tenuto conto delle caratteristiche di peso specifico, tenore di zolfo, e distillazione) possono essere classificati tra la categoria pesante e quella leggera. Questi grezzi, considerando le condizioni che predominano nella zona di Alberta, non sono ragionevolmente intercambiabili con i grezzi di altre categorie. Vi sono naturalmente vari casi marginali ed il «Board» deciderà ogni mese sull'assegnazione dei petroli grezzi di tipo marginale alla categoria specifica che, a suo giudizio, porti al più equo razionamento della richiesta totale di petrolio grezzo prodotto nella provincia.

A scopo informativo si fa presente che le colonne 6 e 7 della tabella 1 danno una ricapitolazione dei risultati del razionamento per il mese di giugno 1954. Le cifre per pozzi singoli sono caratteristiche di pozzi normali, non soggetti a fattori di penalizzazione relativi a rapporti gas-petrolio o acqua-petrolio, oppure a considerazioni di estensione superficiale (acreage).

Si desidera sottolineare il fatto che il «Board» non pensa che il piano attualmente adottato risolva tutti i problemi di razionamento del mercato che l'industria deve affrontare. È però dell'opinione che i principi informativi, che hanno ispirato il piano e che sono essenzialmente gli stessi principi adottati per il piano Alberta» e per quello della «Western Canada Petroleum Association», siano giusti.

TABELLA 1 – SEZIONE I, II E III

(v. diagramma n. 2)

PIANO DI RAZIONAMENTO DEL «CONSERVATION BOARD»

Assegnazioni economiche per i singoli pozzi, principali MPR dei pozzi e dei giacimenti e ricapitolazione dei risultati del razionamento per il mese di giugno 1954.

Campo	Profondità media in piedi	Assegnazione economica barili/giorno	N° stimato dei pozzi al 30-6-1954	MPR dei singoli pozzi (1)	MPR stimato per giacimento al 30-6-1954 (1)	Ripartizione per giacimento barili/giorno	Ripartizione per pozzo singolo, barili/giorno (1)
<i>Categoria Leggera</i>							
Sezione I							
Acheson N.L.C.	4.200	39	3	50	150	83	50
O.L.C.	4.200	39	5	39	195	49	39
N.D-2	4.600	40	9	60	540	513	60
O.D-2	4.600	40	1	40	440	4	40
D-3	5.100	42	88	100	8.800	7.085	80
Acheson East	4.200	39	4	95	380	308	77
Armistie	3.300	37	10	45	450	225	45
Barons	4.100	39	6	39	234	164	39
Bashaw	5.800	43	4	43	172	120	43
Battle	3.300	37	8	37	296	222	37
Big Valley D-2	5.200	42	35	70	2.450	2.325	70

D-3	5.400	42	7	42	294	294	42
Bonnie Glen	6.800	46	115	375	43.125	22.195	193
Campbell	3.700	38	15	38	570	143	38
Clive D-2	6.400	45	7	45	315	95	45
D-3	6.400	45	12	45	540	497	45
Del Bonita	5.000	—	—	—	100	100	—
Drumheller L.C.	4.200	39	2	39	78	9	39
D-2	5.420	42	11	85	935	792	72
Duhamel D-2	4.600	40	15	65	975	683	65
D-3	4.800	41	13	75	975	848	75
Ellerslie	4.150	39	5	39	195	98	39
Excelsior L.C.	3.700	38	1	50	50	5	50
D-2	3.900	39	34	—	5.000 (2)	3.291	97
Fairydell Bon Accord D-2	3.600	38	11	45	495	371	45
D-3	4.100	39	8	80	640	568	87
Fen N.B. Valley D-2	5.400	42	174	115	20.010	15.138	87
D-3	5.400	42	1	42	42	8	42
Glen Park L.C.	4.600	40	3	60	180	54	60
Sezione II							
Glen Park D-2	5.750	43	1	43	43	43	43
D-3	6.400	45	12	210	2.520	1.235	103
Golden Spike S D-2	5.000	41	6	55	330	231	55
O D-2	5.000	41	2	55	110	105	55
S D-3	5.500	43	7	—	17.000 (2)	6.956	—
O D-3	5.500	44	2	120	240	150	75
Hamilton Lake	2.950	36	17	36	612	245	36
Joarcam	3.300	37	452	37	16.724	13.714	37
Joffre	5.000	41	33	41	1.353	1.353	41
Leduc-Woodbend G.L.C.	4.300	39	11	55	605	375	55
N.W.L.C.	4.300	39	11	45	495	297	45
W.D.L.C.	4.300	39	3	39	117	61	39
O.L.C.	4.600	40	5	40	200	100	40
D-2	5.050	41	718	41	29.438	22.079	41
D-3	5.350	42	530	—	35.000 (2)	34.874	66
Legal	2.900	36	7	36	252	189	36
Malmo L.C.	4.500	40	9	40	360	252	40
D-2	5.000	41	29	41	1.189	1.094	41
D-3	5.300	42	14	45	630	536	45

Namao	3.700	38	13	40	520	156	40
New Norway L.C.	4.500	40	1	40	40	4	40
D-2	4.600	40	10	95	950	770	77
D-3	5.000	41	6	41	246	177	41
Peavey Vi-king	2.900	36	1	36	36	4	36
L.C.	3.800	38	9	45	405	203	45
Pembina	5.400	42	26	200	5.200	3.146	121
Redwater	3.300	37	925	110	101.750	69.930	76
Rimbey	8.000	50	8	225	1.800	965	121
Skaro	3.750	38	4	38	152	18	44
Sturgeon Lake	8.700	52	7	240	1.680	888	127
Turner Valley	7.700	—	—	—	4.000	4.000	—
West Drummheller (40 Acres) D-2	5.400	42	46	45	2.070	2.049	45
(80 Acres) D-3	5.400	42	8	90	720	618	77
West Drummheller D-3	5.700	43	6	90	540	474	79
Westrose	7.100	47	18	550	9.900	4.734	263
Whitemud	4.100	39	4	39	156	47	39
Wizard Lake L.C.	5.000	41	1	41	41	4	41
D-3	6.000	44	49	450	22.050	10.780	220
Discovery & Others					5.500	5.500	
<i>Medium Category</i>							
Alliance	3.300	37	5	50	250	185	37
Cessford	2.940	36	28	75	2.100	1.008	36
Sezione III							
Chamberlain	3.700	38	5	38	190	181	38
Chauvin	2.100	34	28	34	952	933	34
Erskine	5.400	42	20	42	840	840	42
Samson	5.000	41	4	70	280	164	41
Stettler L.C.	4.200	39	2	39	78	35	39
D-2	5.100	41	65	65	4.225	2.665	41
D-3	5.400	42	28	50	1.400	1.176	42
Sunnynock	3.300	37	3	45	200	200	37
Discovery & Others							
<i>Heavy Category</i>							

Baxter Lake	2.200	34	–	–	250	250	–
Bonnyville	1.200	33	–	–	250	250	–
Conrad	3.100	36	–	–	350	350	–
Dina	1.800	34	–	–	50	50	–
Lloydminster	2.000	34	–	–	3.700	4.550	–
Princess	3.900	38	–	–	350	350	–
Taber	3.200	36	–	–	500	500	–
Vermillion	1.900	34	–	–	150	150	–
Wainwright	2.200	34	–	–	250	250	–
Discovery & Others					100	100	

- (1) Prima dell'applicazione del fattore di penalizzazione.
(2) M.P.R. del giacimento.

IV. – AZIONE GIUDIZIARIA PER VIOLAZIONE DELLA LEGGE SHERMAN

PRESSO LA CORTE DISTRETTUALE DEGLI STATI UNITI
PER IL DISTRETTO MERIDIONALE DI NEW YORK

STATI UNITI D'AMERICA

Attore

contro

STANDARD OIL COMPANY (NEW JERSEY)
SOCONY-VACUUM OIL COMPANY, INC.
STANDARD OIL COMPANY OF CALIFORNIA
THE TEXAS COMPANY
GULF OIL CORPORATION

AZIONE CIVILE

n. 86-27

Agli Atti il
21 Aprile 1953
(Distretto di Columbia)

Convenuti

QUERELA

Il Governo degli Stati Uniti d'America, attore, a mezzo dei suoi procuratori che agiscono agli ordini del Procuratore Generale degli Stati Uniti, inoltra la presente querela contro i convenuti per i seguenti fatti:

I. – GIURISDIZIONE E SEDI.

1. La presente querela viene inoltrata e la presente azione viene promossa contro i convenuti in base alla Sezione 4 della legge del Congresso del 2 luglio 1890, c. 647, 26 Stat. 209, e relativi emendamenti, intitolata «Legge per la protezione del commercio e dei traffici contro i monopoli e le restrizioni illegali» e comunemente conosciuta sotto il nome di Legge Sherman Antitrust, e in base alla Sezione 74 della Legge del Congresso del 27 agosto 1894, c. 349, 28 Stat. 570, intitolata «Legge per la riduzione delle tasse, per l'ottenimento di entrate per il Governo, e per altri scopi», e comunemente conosciuta sotto il nome di Legge «Wilson Tariff», allo scopo di prevenire e di impedire le violazioni da parte dei convenuti delle Sezioni 1 e 2 della Legge Sherman Antitrust (15 U.S.C. Sections 1 and 2) e della Sezione 73 della Legge Wilson Tariff (15 U.S.C. Section 8), secondo quanto sostenuto qui in appresso.

2. Ciascuno dei convenuti svolge attività entro il Distretto di Columbia ed è reperibile nel Distretto stesso.

II. – CONVENUTI.

3. Le seguenti società anonime vengono convenute nel presente giudizio:

Nome e indirizzo	Costituita in Società Anonima secondo le leggi dello Stato di	Centro principale di attività	Nome abbreviato
Standard Oil Company (New Jersey) 261, Constitution Avenue, N.W. Washington D.C.	New Jersey	New York New York	Jersey
Socony-Vacuum Oil Comp. Inc. Shoreham Building, Washington D.C.	New York	New York New York	Socony
Standard Oil Co. California 1625 K St., N.W. Washington, D.C.	Deleware	S. Francisco California	Socal
The Texas Comp. Munsey Building Washington, D.C.	Deleware	New York New York	Texas
Gulf Oil Corp. 685 Maine Ave S.W. & 711-14 th St., N.W. Washington, D.C.	Pennsylvania	Pittsburgh Pa.	Gulf

Ciascuno dei convenuti rappresenta un'impresa la cui attività copre l'intero ciclo di lavorazione e di commercio del prodotto e viene svolta in varie parti del mondo sia direttamente sia attraverso numerose società affiliate, ivi inclusi la ricerca, l'esplorazione, la produzione, il trasporto, la spedizione, il raffinamento, il collocamento sui mercati, gli studi, e le operazioni di produzione industriale, riferentesi sia al petrolio che ai suoi prodotti.

4. Gli atti e le cose di cui viene fatto carico ai convenuti sono stati da essi autorizzati od ordinati a mezzo dei loro funzionari, agenti o dipendenti.

III – ATTIVITÀ COMMERCIALE.

5. Le attività commerciali di cui trattasi nella presente querela si riferiscono al petrolio ed ai suoi prodotti. Le parole «petrolio e suoi prodotti» indicano il petrolio greggio ed i principali prodotti che se ne ottengono per raffinazione, ivi inclusi benzina, combustibili, lubrificanti, gasolio, nafta, olii bianchi e petrolio da illuminazione. Ciascuno dei convenuti si occupa della produzione, della raffinazione, del trasporto e del collocamento sul mercato del petrolio e dei suoi prodotti. Nel corso di tali attività i convenuti (a volte a mezzo di società affiliate) mettono regolarmente in commercio delle notevoli quantità di petrolio e suoi prodotti nei vari Stati degli Stati Uniti, dagli Stati Uniti verso paesi stranieri, e da paesi stranieri verso gli Stati Uniti, svolgendo così attività che interessano il commercio inter-statale e il commercio estero degli Stati Uniti.

Il valore di detto petrolio e dei suoi prodotti ammonta a parecchi milioni di dollari all'anno.

6. I convenuti, incluse le società affiliate e le altre ditte qui in appresso menzionate, che hanno preso parte agli accordi ed alle attività qui in appresso descritti, controllano l'81,5 % delle riserve mondiali di petrolio greggio, e il 90 % delle riserve stimate di petrolio greggio fuori degli Stati

Uniti, della Russia e del Messico. Essi sono virtualmente responsabili per l'intera produzione di petrolio greggio nell'emisfero orientale (escludendo la Russia ed i paesi sotto la sua egemonia) e per il 50,6 % della produzione di petrolio greggio dell'emisfero occidentale. Essi inoltre controllano il 55 % della capacità di raffinazione del mondo libero e posseggono virtualmente tutti gli oleodotti che si trovano fuori degli Stati Uniti. Inoltre controllano circa 2/3 del totale mondiale delle navi cisterna di proprietà privata. Essi sono responsabili per la maggior parte del petrolio e dei suoi prodotti commerciati in quasi tutti i paesi del mondo libero.

IV. – VIOLAZIONI DENUNCIATE

7. A cominciare dall'anno 1928 e continuando fino alla data della presente querela i convenuti e le suddette altre ditte e persone sono ed erano continuamente uniti in associazione illegale per limitare il commercio inter-statale ed il commercio estero statunitense di petrolio e suoi prodotti, per aumentare sul mercato interno il prezzo del petrolio e dei suoi prodotti importati negli Stati Uniti, e per monopolizzare il commercio di petrolio e dei suoi prodotti tra gli Stati Uniti ed i paesi esteri. Inoltre durante tale periodo i suddetti convenuti insieme con le suddette ditte e persone hanno monopolizzato e stanno monopolizzando il commercio del petrolio e dei suoi prodotti tra gli Stati Uniti e i paesi stranieri in violazione delle Sezioni 1 e 2 della legge del Congresso del 2 luglio 1890 e relativi emendamenti, intitolata «Legge per la protezione del commercio contro le restrizioni e i monopoli illegali» (15 U.S.C., Section 1 and 2), comunemente conosciuta sotto il nome di Legge Sherman, e della Sezione 73 della legge del Congresso del 27 agosto 1894, con relativi emendamenti, intitolata «Legge per la riduzione delle tasse e per l'ottenimento di entrate per il Governo, e per altri scopi» (15 U.S.C., Section 8) conosciuta sotto il nome di Legge Wilson. I convenuti minacciano di continuare tali violazioni e le continueranno a meno che non vengano prese le misure che qui si richiedono.

8. La suddetta associazione illegale per la monopolizzazione del commercio consiste in un accordo di carattere continuativo ed in una serie di azioni coordinate tra i convenuti e le suddette altre ditte e persone, le cui condizioni sostanziali sono rappresentate dai seguenti impegni assunti e messi in pratica:

a) Assicurare, mantenere e controllare la produzione e le forniture estere di petrolio e suoi prodotti.

b) Provocare la riduzione o la limitazione della produzione nazionale del petrolio e suoi prodotti in misura proporzionale alle importazioni di petrolio e prodotti stranieri, tale che sia possibile mantenere il livello dei prezzi interni ed internazionali del petrolio e dei suoi prodotti in conformità con quanto stabilito per accordo fra i convenuti.

c) Suddividersi le fonti di produzione e le zone di mercato estere.

d) Stipulare accordi per mantenere in correlazione i prezzi nazionali ed internazionali del petrolio e dei suoi prodotti.

e) Stabilire e mantenere un sistema di ripartizione per il commercio del petrolio e dei suoi prodotti nei mercati e nelle zone straniere.

f) Controllare l'importazione di petrolio e dei suoi prodotti negli Stati Uniti.

g) Controllare le esportazioni del petrolio e dei suoi prodotti dagli Stati Uniti.

h) Escludere quelle Compagnie petrolifere statunitensi, che non facciano parte del gruppo dei convenuti e delle loro società affiliate, dalla possibilità di occuparsi della produzione e della raffinazione del petrolio e dei suoi prodotti fuori degli Stati Uniti, e dalla possibilità di importare negli Stati Uniti petrolio estero e prodotti di produzione propria.

i) Escludere quelle compagnie petrolifere statunitensi che non siano comprese nel gruppo dei convenuti e delle loro società affiliate dalla possibilità di importare negli Stati Uniti il petrolio ed i suoi prodotti ottenuti all'estero dai convenuti e da altre compagnie petrolifere.

j) Stipulare contratti di fornitura a lunga scadenza per impedire la vendita ai concorrenti di petrolio e suoi prodotti esteri.

k) Eliminare o limitare la concorrenza sui mercati esteri.

l) Provocare la formazione di cartelli locali per sopprimere ed eliminare la concorrenza in vari mercati e zone esteri.

m) Esimersi dal costituire dei doppiopioni nelle attrezzature per la produzione, il trasporto, la raffinazione e lo smercio di petrolio e suoi prodotti nei paesi stranieri, ed organizzare l'uso comune delle attrezzature esistenti.

n) Monopolizzare brevetti e procedimenti riferentisi alla raffinazione del petrolio e dei suoi prodotti.

o) Controllare la maggior parte delle navi cisterna operanti nel mondo ed escludere gli altri dalla possibilità di utilizzare tali navi cisterna per il trasporto del petrolio e dei suoi prodotti nel commercio estero.

p) Acquistare le attrezzature e le attività di altre ditte che si occupano della produzione, del trasporto, delle raffinazioni e dello smercio del petrolio e dei suoi prodotti fuori degli Stati Uniti.

q) Accordarsi per la presentazione di offerte d'asta non in concorrenza per la fornitura del petrolio e dei suoi prodotti richiesta da enti militari e civili del Governo degli Stati Uniti.

9. Nel formulare e nel mettere in pratica questo tipo di associazione illegale e di monopolio i convenuti hanno stipulato vari contratti, convenzioni e impegni tra di loro e con altre ditte e persone, ed hanno compiuto vari atti, tra cui i principali atti conosciuti dall'attore sono i seguenti:

a) Verso la fine del 1927 ed al principio del 1928 la convenuta Compagnia Jersey, la Compagnia Royal Dutch Petroleum (qui in appresso chiamata «Royal Dutch»), la Shell Transport and Trading Company (qui in appresso chiamata Shell) e la Anglo-Iranian Oil Company (qui in appresso chiamata Anglo-Iranian) hanno tenuto una serie di incontri e riunioni che sono sfociati in un accordo chiamato «Accordo Achnacarry» o «Accordo Statu Quo del 1928» che porta il semplice titolo di «Pool Association» ed è datato 17 settembre 1928. Questo accordo stabilisce i principi e gli accordi regolatori adottati allo scopo di eliminare la concorrenza tra le varie parti e tra le ditte affiliate e per stabilizzare i mercati mondiali di petrolio e dei suoi prodotti facendo sì che le parti ed i concorrenti adottassero un sistema di ripartizione dei mercati, di determinazione dei prezzi, di riduzione della produzione e di limitazione delle attrezzature. L'accordo non era inteso per l'applicazione ai mercati interni statunitensi, ma si riferiva direttamente alle esportazioni degli Stati Uniti. L'accordo inoltre conteneva delle clausole per l'eventuale inclusione di altri partecipanti.

b) Verso il 3 luglio 1928, la Near East Development Corporation, qui in appresso chiamata «Near East», che allora era parzialmente di proprietà dei convenuti Jersey, Socony e Gulf, stipulò un accordo con la Royal Dutch, la Shell, la Anglo-Iranian, la Compagnie Française des Pétroles, la Participations and Investments Limited, e la Turkish Petroleum Company, per effettuare insieme il lavoro di ricerche e di sfruttamento di alcune concessioni di petrolio nell'Iraq tenute dalla Turkish Petroleum Company. Questo accordo stabiliva che le parti si astenessero dall'ottenere individualmente delle concessioni e dal produrre individualmente petrolio nella cosiddetta zona «linea rossa» (Red Line), ossia quella parte del Medio Oriente che confina con il Mediterraneo, il Mar Rosso, l'Oceano Indiano, il Golfo Persico, i confini occidentali della Persia e il Mar Nero. L'accordo concedeva alla Turkish Petroleum Company il diritto esclusivo di ottenere concessioni petrolifere nella zona suddetta. Al momento in cui l'accordo veniva stipulato, la Anglo-Iranian possedeva l'intera concessione per la Persia, che costituiva così la parte rimanente del Medio Oriente, mentre il pacchetto azionario della Near East era di proprietà dei convenuti Jersey, Gulf, e Socony e dell'Atlantic Refining Company, della Standard Oil Company (Indiana) e della Pan American Petroleum and Transport Company. I convenuti Jersey e Socony acquistarono in un secondo tempo tutto il pacchetto azionario della Near East.

c) In esecuzione dell'Accordo Statu Quo del 1928, la convenuta Jersey costituì il 4 gennaio 1929 la Petroleum Export Association, in base alla legge Export Trade (Commercio di esportazione). Durante il 1929 e 1930 i convenuti Jersey, Gulf Socal, Socony e Texas, insieme con la At-

lantic Refining Company, la Cities Service Co., la Continental Oil Co., la Maryland Oil Co., La Pure Oil Co., la Richfield Oil Co., la Shell Oil Company, la Sinclair Oil Corporation, la Tidewater Associated Oil Co., la Standard Oil Co. (Indiana), la Union Oil Co. of California, stipularono degli atti di associazione con la Petroleum Export Association, Inc. e registrarono gli atti presso la Federal Trade Commission in Washington, DC.

Questa associazione stabiliva delle quote di ripartizioni e dei prezzi per le esportazioni dagli Stati Uniti, in conformità con i principi dell'Accordo di Statu Quo, per gli associati e in combinazione con distributori esteri. Dopo che la Federal Trade Commission fece presente la dubbia legalità di tali accordi, l'associazione diventò inattiva dal novembre 1930, e venne finalmente sciolta nel giugno del 1936.

d) Durante il mese di maggio 1929 i convenuti e gli altri membri della Petroleum Export Association, Inc. organizzarono lo «Western Petroleum Refiners' Export Bureau» il cui compito era quello di agire come agente esclusivo per le vendite in esportazione per circa 60 raffinerie indipendenti della zona Mid-Continent degli Stati Uniti, allo scopo di eliminare le esportazioni di petrolio a prezzi più bassi di quelli fissati per accordo tra i membri della Petroleum Export Association, Inc. Dopo un anno di funzionamento le varie compagnie smisero di utilizzare questo Bureau come loro agente per le esportazioni.

e) In ulteriore esecuzione dell'Accordo di Statu Quo, la convenuta Jersey, con la Royal Dutch, la Shell e la Anglo-Iranian stipularono una serie di accordi che vennero inclusi nel «Memoranda for Europea Markets» del 20 gennaio 1930, con cui si stabiliva che le parti avrebbero controllato la produzione e il commercio nei vari paesi europei a mezzo di accordi locali da stipularsi in ciascuna zona da Comitati locali di cartello, i quali avrebbero avuto l'autorità di fissare le ripartizioni del mercato in base alla situazione del 1928, di fissare prezzi, assegnare i clienti principali, e stabilire delle penalità per qualsiasi forma di mancata osservanza degli accordi.

f) Durante il 1931 la convenuta Jersey, la Royal Dutch, la Shell e la Anglo-Iranian, stipularono con i convenuti Gulf Socony e Texas, e con la Atlantic Refining Company e la Sinclair Oil Corporation di partecipare più direttamente e con adesione più rigida ai programmi di Statu Quo sulla base di quote di ripartizione che riflettessero le posizioni commerciali di vendita del 1928. I convenuti Gulf, Socony e Texas, nonché la Atlantic Refining Company e la Sinclair Oil Corporation organizzarono pertanto il «Comitato Statu Quo di New York» per definire le loro rispettive posizioni commerciali di vendita.

g) Il 23 maggio 1932 la convenuta Jersey acquistò dalla Standard Oil Company (Indiana) il 96 % del pacchetto azionario della Pan American Foreign Corporation, versando come compenso dollari 47.910.000 in contanti e \$ 1.178.973 azioni (11,6 %) del capitale azionario della Jersey. La Pan American Foreign Corporation era stata organizzata nel 1931 dalla Standard Oil Company (Indiana) per acquistare dalla Pan American Petroleum and Transport Company (di cui la Standard possedeva il 96 %) tutte le attività estere, ivi incluse tutte le attività della Caloric, un'organizzazione brasiliana; il 95 % del pacchetto azionario della Lago Oil & Transport Corporation con le sue quattro affiliate, che producevano e smerciavano il petrolio nell'America Latina; il 98 % della Mexican Petroleum Company insieme con le sei affiliate da quest'ultima interamente possedute, 1.500.000 acri di terreno petrolifero che produceva 33 milioni di barili annui nel Messico; riserve petrolifere nel Venezuela; raffinerie complete a Tampico e Aruba, una flotta di navi cisterna; e infine delle stazioni marittime negli Stati Uniti e in altri paesi stranieri. Tutte le suddette attività e proprietà vennero trasferite alle società affiliate del convenuto Jersey, che mise in liquidazione la Pan American Foreign Corporation nel 1936.

h) In conformità con il decreto Standard Oil del 1911, la convenuta Jersey si disfece di qualsiasi sua proprietà o interesse nella Anglo-American Oil Company, Ltd. la quale dopo il 1912 commerciava in petroli nel Regno Unito come organizzazione indipendente. La convenuta Jersey acquistò nel mese di giugno 1931 l'intero pacchetto azionario della Anglo-American in cambio del-

la cessione di azioni privilegiate non votanti della Standard Oil Export Corporation, una società affiliata posseduta per intero dalla Jersey.

i) In seguito ad una serie di riunioni nei mesi di ottobre, novembre e dicembre 1932, le convenute Jersey, Gulf, Socony e Texas, nonché la Royal Dutch, la Shell, la Anglo-Iranian e la Atlantic Refining Company stipularono un nuovo accordo il 15 e il 16 dicembre 1932. Questo accordo, intitolato «Heads of Agreement for Distribution» rivedeva il sistema della ripartizioni in base all'Accordo di Statu Quo, ed estendeva il «Memorandum for European Markets» a tutti i paesi fuori degli Stati Uniti. Le parti stabilirono che il «Comitato Centrale dello Statu Quo» agisse in Londra come ente di distribuzione, mentre il Comitato di New York avrebbe trattato le «forniture in base allo Statu Quo», ossia tutte le questioni riferentisi alla raccolta ed alla spedizione di petrolio e suoi prodotti nelle varie zone per uso e distribuzione in base alle quote di ripartizioni «Statu Quo». La convenuta Socal iniziò durante il 1933 la sua diretta partecipazione a questa associazione illegale per alcune zone.

j) Nei mesi di aprile-maggio e giugno del 1934 i partecipanti all'accordo Statu Quo ed ai vari accordi che ne derivarono, tra i quali partecipanti vanno annoverate tutte le convenute, stipularono un accordo intitolato «Draft Memorandum of Principles», comunemente conosciuto sotto il nome di «DMOP» con relative appendici, per cui si confermarono le quote di ripartizione basate sull'anno 1928 e la determinazione dei prezzi a voto di maggioranza. L'accordo DMOP con le sue appendici conteneva delle nuove condizioni per la vendita di petrolio e suoi prodotti a concorrenti, regolava le spese in concorrenza per attrezzature e pubblicità, regolava le forniture e stabiliva delle formule con cui venivano stabilite le quote, sanzionava multe e compensi per attività commerciali in eccesso o in difetto della quota assegnata, nonché i costi e le spese per le forniture. Questo accordo doveva avere una durata indefinita e poteva venir rescisso con preavviso di un mese. Pur tuttavia si stabiliva che tale rescissione non avrebbe impedito alle parti di tentare di continuare la loro attività in base ai principi di Statu Quo.

k) Allo scopo di coordinare il controllo dei brevetti e dei procedimenti per la raffinazione del petrolio in tutto il mondo in base agli accordi di Statu Quo, la convenuta Jersey stipulò una serie di accordi per la proprietà in comune dei brevetti e per la concessione di licenze insieme con altre Compagnie. Scopo degli accordi era di dividere la proprietà dei brevetti e la concessione delle licenze relative tra le Compagnie americane da una parte e le compagnie straniere dall'altra. In conformità con tali accordi la Jersey, la Royal Dutch e la Shell stipularono una convenzione datata 16 febbraio 1931 denominata Accordo «VADUZ» in base al quale la convenuta Jersey conveniva di assegnare alla International Hydrogenation Patents Company tutti i diritti di brevetto relativi ai processi di idrogenazione del petrolio, dei carboni, della torba, delle ligniti e di tutti i materiali carboniosi liquidi e solidi, per la loro trasformazione in prodotti commerciabili come la benzina, il petrolio da illuminazione e l'olio combustibile. La Royal Dutch, la Shell, l'Anglo-Iranian ed alcune altre compagnie ricevevano delle licenze a condizione che tali licenze venissero usate in modo tale che, nel collocare i prodotti su mercati fuori degli Stati Uniti, esse aderissero alle loro rispettive posizioni stabilite in base ai principi di Statu Quo.

l) in conformità con gli impegni presi con l'Accordo VADUZ la convenuta società Jersey e le sue affiliate stipularono una serie di accordi con la I.G. Farbenindustrie Aktiengesellschaft, una Società anonima tedesca, comunemente chiamata «I. G.», allo scopo di trasferire i brevetti ed i procedimenti di idrogenazione della I.G. ad una società anonima del Delaware organizzata sotto il nome di Standard I.G. Company, e generalmente chiamata «S.I.G.», e ad un'altra società anonima organizzata sotto il nome di Hydro Patents Company. La Hydro Patents Company venne designata a concedere licenze ai raffinatori americani. In conformità con tutto ciò, durante gli anni dal 1933 al 1935 le convenute Socony, Socal, Texas e Gulf, insieme con 13 altre importanti società petrolifere americane stipularono quello che venne chiamato il «Mutual Licensing Plan for the Hydrogenation Process», il cui scopo era di impedire l'utilizzazione del carbone per la produzione di prodotti del petrolio, di impedire la concorrenza tra raffinatori sia nazionali che esteri, di assicurare alla I.G. in Germania e alla Jersey nel resto del mondo, inclusi gli Stati Uniti, il diritto a tutti i presenti e futuri

metodi, procedimenti o scoperte nel campo della idrogenazione. Tutte le società che detenevano tali licenze erano costrette a impegnarsi a rispettare quote di ripartizioni di mercato in società con la convenuta Jersey, con la Royal Dutch, la Shell, la Anglo-Iranian, nello smercio dei prodotti di idrogenazione nel mondo.

m) Molti brevetti, posseduti in origine dalla I.G. e trasferiti alla S.I.G. e di qui alla convenuta Jersey, si riferivano a procedimenti catalitici moderni per la raffinazione del petrolio greggio per la produzione di benzina avio, idrocarburi aromatici e prodotti chimici di valore. Verso il 13 ottobre 1938 la convenuta Jersey, la I.G. e la S.I.G. stipularono degli accordi per dividersi i proventi derivanti dalle concessioni in licenze di tali brevetti nelle varie parti del mondo. Molti dei miglioramenti nei procedimenti catalitici erano stati studiati negli Stati Uniti dalle convenute Jersey e Texas, nonché dalla Sliell Oil Company, Shell Development Company, dalla Standard Oil Company (Indiana), dalla M. W. Kellogg Company e dalla Universal Oil Company. Il 15 agosto 1939 le suddette compagnie stipularono il «Memorandum C.R.A.» in base al quale la M. W. Kellogg Company e la Universal Oil Products Company furono incaricate della concessione di licenze negli Stati Uniti, mentre la International Catalytic Oil Processes Corporation, di proprietà della Royal Dutch e della Shell, veniva incaricata della concessione di licenze in tutto il mondo esclusa la Germania, il Canada e gli Stati Uniti. Il Memorandum C.R.A. costituiva una riserva comune di tutti i brevetti ed i procedimenti nel campo catalitico, e le società concessionarie dovevano riassegnare alla riserva comune (pool) qualsiasi procedimento o miglioramento che esse si trovassero a sviluppare.

n) Dopo la fine della seconda guerra mondiale alcune tra le convenute stipularono degli accordi locali di cartello per la distribuzione di prodotti petroliferi nelle varie parti del mondo. Le convenute Jersey, Socony, Texas e Socal (le ultime due a mezzo della California Texas Oil Company, Limited, qui in appresso chiamata Caltex, di comune proprietà della Texas e della Socal) organizzarono un accordo di cartello per il vicino Oriente che includeva l'Egitto, il Sudan Anglo-Egiziano, la Palestina, la Transgiordania, il Libano, la Siria, Cipro e la Turchia, rinnovando i cartelli istituiti nel 1932 e nel 1938 che erano rimasti inoperanti durante la guerra. Le Compagnie si scambiarono le zone di mercato, vennero stabilite delle quote di ripartizioni ed i prezzi vennero aumentati. Nel 1946 le convenute Jersey, Texas e Socony, insieme con la Royal Dutch, la Shell, la Union Oil Company of California, e la Tide Water Associated Oil Company, riorganizzarono un cartello locale nel Cile. I cartelli vennero istituiti da varie società tra quello qui convenute durante il periodo dal 1946 al 1949 in Liberia, Spagna, Cuba ed altri paesi dell'America Latina.

o) Le convenute Socal e Texas, a mezzo della Arabian American Oil Company, qui in appresso chiamata «Aramco» si assicurarono una concessione per la ricerca e la produzione di petrolio nell'Arabia Saudita. Nel 1946 l'Aramco progettò la costruzione di un oleodotto dall'Arabia Saudita al Mediterraneo e stava facendo della forte concorrenza alla distribuzione di petrolio iracheno da parte della Jersey, Socony, Royal Dutch, Shell, Anglo-Iranian e Near East. Il 12 marzo 1947 le convenute Jersey, Socony, Socal e Texas insieme con la Aramco stipularono una serie di nove contratti in base ai quali le convenute Jersey e Socony acquistavano il 40 % del pacchetto azionario dell'Aramco dalle convenute Socal e Texas. La Jersey e la Socony si impegnarono a garantire il finanziamento dell'oleodotto progettato. Le convenute Jersey, Socony, Socal e Texas, insieme con la Caltex, stipularono il cosiddetto Accordo «Off-Take» con la Aramco il 12 marzo 1947, con cui si stabilì che per un periodo di 18 anni dopo il completamento degli oleodotti verso il Mediterraneo, l'Aramco avrebbe venduto e consegnato alle convenute suddette la produzione della Aramco in quote di ripartizione percentuali proporzionali alla quota di partecipazione sociale delle convenute suddette nel capitale azionario dell'Aramco stessa. Le altre clausole dell'Accordo Off-Take precludono la possibilità da parte dell'Aramco di vendere ad organizzazioni che non siano parti del contratto e stabiliscono una formula elaborata per la determinazione dei prezzi basata sui prezzi praticati sulla Costa del Golfo degli Stati Uniti.

p) Il 3 novembre 1948, le convenute Jersey e Socony, insieme con la Royal Dutch, la Shell, la Anglo-Iranian e la Near East, stipularono un nuovo Accordo «Red Line» (Linea Rossa) in sostituzione dell'Accordo del 1928 (di cui al precedente paragrafo 9, *b*). Il nuovo Accordo conferma

tutte le clausole dell'Accordo originale e inoltre permette alla Near East di concedere agli azionisti l'autorizzazione a diventare azionisti della Aramco, senza dover rendere conto alle altre parti dell'Accordo Red-Line della proporzione della produzione Aramco che l'Aramco stessa cede alle convenute Jersey e Socony. Il nuovo Accordo Red-Line prevede la vendita dell'intera produzione della Iraq Petroleum Company ai suoi azionisti (ivi incluse le convenute Jersey e Socony, nonché la Royal Dutch, la Shell, l'Anglo-Iranian e la Near East) in proporzioni uguali alle rispettive quote di partecipazione sociale nel capitale azionario della Iraq Petroleum Company.

q) La convenuta Compagnia Gulf, riuscì, indipendentemente dagli altri convenuti, ad ottenere una concessione per la produzione di petrolio a Kuwait, ma fu più tardi costretta a prendere come socia la Compagnia Anglo-Iranian. Nel 1935 venne scoperto il petrolio e la Gulf trovò delle difficoltà nel collocamento della sua parte di produzione sul mercato, avendo preso impegni di non disturbare la posizione commerciale della Anglo-Iranian «in qualsiasi momento o luogo». Pertanto si trovò a doversi impegnare in operazioni di cartello in Europa. Il 28 maggio 1948 la convenuta Società Gulf stipulò un contratto di 12 anni con la Royal Dutch and Shell, cui avrebbe venduto la sua parte di grezzo prodotta a Kuwait. Questo accordo fece sì che la Gulf non disturbasse la Royal Dutch, la Shell e la Anglo-Iranian in quei loro mercati in cui la Gulf stessa non si era ancora stabilita come normale operatore. La Shell inoltre si mise in condizione di rispettare i suoi impegni europei ed africani, di mantenere il suo statu quo e inoltre di fornire alla Anglo-Iranian il petrolio di cui questa aveva bisogno.

r) Il 23 settembre 1947 la Anglo-Iranian stipulò un contratto con la convenuta Compagnia Jersey allo scopo di vendere a quest'ultima 800 milioni di barili di grezzo in un periodo di 20 anni a condizione che la Jersey finanziasse e divenisse proprietaria di un oleodotto dall'Iraq al Mediterraneo. Il prezzo venne fissato in modo da comprendere i costi del prodotto più una percentuale di profitto stabilita per l'intero periodo ventennale. La Jersey inoltre si impegnò a non distribuire alcuna parte del petrolio così acquistato ad est di Suez.

s) Il 25 settembre 1947 e il 1° marzo 1948, la convenuta Compagnia Socony stipulò degli accordi con la Anglo-Iranian per l'acquisto da quest'ultima di 500 milioni di barili di petrolio greggio in un periodo di venti anni, a condizione che la Socony finanziasse e diventasse proprietaria di un oleodotto dall'Iraq al Mediterraneo. Anche in questo caso il prezzo venne fissato in modo da comprendere i costi del prodotto più una percentuale di profitto stabilita per l'intero periodo ventennale. Nel secondo contratto la convenuta Compagnia convenne che tutti gli acquisti fatti in base al detto contratto sarebbero stati importati negli Stati Uniti, e che i prodotti relativi non sarebbero stati collocati su mercato fuori degli Stati Uniti.

t) In seguito ad un bando d'asta per la fornitura di petrolio greggio pubblicato il 10 febbraio 1950 dalla Sezione Acquisto Prodotti Petroliferi delle Forze Armate del Governo degli Stati Uniti, le convenute Jersey, Socony, Gulf, Socal e Texas, sia direttamente, sia a mezzo di Società affiliate e di società sotto comune controllo, presentavano offerte identiche che ammontavano a \$ 1,75, f.o.b. Golfo Persico. Nello stesso modo le convenute Jersey, Socony, Texas e Socal insieme con la Caltex presentavano offerte identiche di \$ 1,75 al barile, f.o.b. Ras Tanura, ad un simile bando d'asta per forniture di petrolio greggio pubblicato il 29 maggio 1950 dalla Sezione Acquisto Prodotti Petroliferi delle Forze Armate.

u) Il 26 marzo 1951 le convenute Socal e Texas fecero sì che la loro comune affiliata Caltex, a mezzo della sua affiliata di sua completa proprietà: la Caltex U.K.O. Limited, stipulasse un Accordo con la Atlantic Refining Company per la vendita di vari prodotti petroliferi in un periodo di cinque anni, in quantità equivalenti ai fabbisogni dell'acquirente durante ciascun anno del periodo stabilito in contratto, per il loro collocamento esclusivo sui mercati della Rhodesia Settentrionale e Meridionale, del Nysaland e dell'Africa Orientale Britannica ai prezzi della Gulf Coast degli Stati Uniti, secondo le quotazioni del «Platt's Oilgram», anche se i prodotti petroliferi trovavano la loro origine presso le raffinerie della Caltex nel Golfo Persico e nell'Oceano Indiano. Questo Accordo era in sostituzione di un Accordo del 26 dicembre 1944 tra le stesse parti con le stesse condizioni per quanto riguardava i fabbisogni dell'acquirente in una zona dell'Africa più vasta di quella del

nuovo contratto, essendovi incluse anche l'Unione Sud Africana, l'Africa Orientale Portoghese e i mandati dell'Africa Sud Occidentale.

v) Durante l'intero periodo dal 1928 ad oggi, le convenute insieme con altre società e persone hanno stipulato, osservato e applicato una serie di accordi sui prezzi per fissare i «prezzi alla consegna» in qualsiasi parte del mondo, Stati Uniti compresi, del petrolio e dei suoi prodotti estratti o raffinati in paesi stranieri, ed estratti o raffinati negli Stati Uniti ed esportati da tale paese. I prezzi venivano fissati in modo uniforme ed indipendente dai luoghi di origine o dal costo effettivo dei trasporti a destinazione. Questi accordi adottavano il «prezzo della Gulf Coast degli Stati Uniti» come base su cui venivano calcolati tutti i suddetti prezzi alla consegna, Vari accordi stipulavano che per i prezzi della Gulf Coast si intendevano quelli del «Platt's Oilgram», riferentisi al petrolio greggio ed ai prodotti raffinati, pubblicati giornalmente a Cleveland, Ohio; e che a questi prezzi si doveva aggiungere una somma che rappresentava il costo dell'assicurazione e del trasporto dal Golfo del Messico al luogo di destinazione, indipendentemente dall'effettivo punto d'origine o dell'effettivo costo dei trasporti.

w) Molte delle Società convenute hanno agito attraverso delle società anonime sotto la loro proprietà o controllo, sia individuale che collettivo, società anonime che non sono state direttamente convenute in giudizio per l'esecuzione e la costituzione degli accordi, delle associazioni illegali e dei monopoli sopra descritti; e hanno ordinato, richiesto e permesso alle suddette società anonime affiliate di svolgere le loro attività in conformità con i suddetti accordi illegali e monopoli.

10. Le convenute insieme con le altre società e persone, come ulteriore applicazione ed esecuzione dei suddetti accordi di associazione illegali o di monopolio, hanno stabilito che il controllo e la proprietà collettivi delle società organizzate per la produzione, la raffinazione e il commercio di petrolio greggio o di prodotti petroliferi raffinati, rappresentava un metodo efficace per eliminare la concorrenza tra le società proprietarie ed allo stesso tempo per far sì che quest'ultime potessero con maggiore successo eliminare la concorrenza di compagnie petrolifere che non facessero parte degli accordi di «Statu Quo». In molti casi la quota di partecipazione azionaria nel capitale sociale di queste società possedute in comune era uguale alle percentuali che rappresentavano le aliquote di ripartizione dei mercati stabilite in base agli accordi di «Statu Quo». Ciascuno dei comproprietari si impegnavano a non svolgere direttamente delle attività nella zona di pertinenza della società posseduta in comune. Elenchiamo qui di seguito alcune delle esistenti società organizzate in base al suddetto principio di proprietà comune:

Nome	Proprietari	Attività	Zona
United Petroleum Securities Corp.	Jersey, Gulf e Atlantic Reg. Co.	Raffinazione e commercio	Francia
Bahrein Petroleum	Socal & Texas	Produzione e raffinazione	Bahrein
Standard-Vacuum Oil Co.	Jersey & Socony	Ciclo integrale	Europa, Asia e Africa
Kuwait Oil. Co., Ltd.	Anglo-Iranian & Gulf	Produzione	Kuwait
Arabian American Oil Co.	Jersey, Socony, Socal & Texas	Produzione e raffinazione	Arabia
Colombian Petroleum	Socony & Texas	Produzione e raffinazione	Colombia
Ultramar Petroleum	Socony & Texas	Raffinazione	Argentina
Nederlandsche Kolonial Petroleum Mattj.	Jersey & Socony	Raffinazione	Sumatra & Java
New Zeland Petroleum Co.	Jersey, Socony, Socal & Texas	Produzione	New Zeland
Nederlandsche Nieuw	Jersey, Socony, Socal,	Produzione e	Nuova Guinea

Guinea Pet. Mattj.	Texas, Royal Dutch & Shell	raffinazione	
Colsag Corp.	Texas & Socony	Produzione	America Latina
South American Gulf Oil Co.	Tezas & Socony	Produzione	Columbia
Trinidad Northern, Ltd.	Royal Dutch, Shell & Anglo-Iranian	Produzione	Indie Occidentali
Compania de Petroleo Gran Colombia	Socony, Socal & Texas	Produzione	Columbia
California Texas Corp. Ltd.	Socal & Texas	Ciclo integrale	Mondiale
South Mediterranean Oil Fields, Ltd.	Socal & Texas	Produzione	Nord Africa
Mediterranean Refining Co.	Socal & Texas, Socony	Raffinazione	Medio Oriente
Consolidated Petroleum Co.	Royal Dutch, Shell & Anglo-Iranian	Produzione	Estremo Oriente
Middle East Pipe Lines, Ltd.	Anglo-Iranian, Jersey, Socony	Trasporti	Medio Oriente
Anglo-Egyptian Oil Fields, Ltd.	Anglo-Iranian, Shell & Royal Dutch	Raffinazione	Egitto
Trans-Arabian Pipe Line Co.	Socal, Texas, Jersey & Socony	Trasporti	Medio Oriente
Nederlandsche Aardolie	Jersey, Royal Dutch & Shell	Produzione	Olanda
Oldenburger Erdol	Socony, Jersey, Royal Dutch & Shell	Produzione	Germania
Oesterreichische Mineraloelwerke	Socony, Royal Dutch & Shell	Produzione	Germania
Campanhia Africana de Petroles	Socony, Jersey, Anglo-Iranian, Royal Dutch & Shell	Produzione	Africa
Shell-Mex and BP	Anglo-Iranian, Royal Dutch & Shell	Commercio	Europa
Overseas Tankship Corp.	Socal & Texas	Trasporti	Mondiale
American Overseas Petroleum Co.	Socal & Texas	Commercio	Mondiale
Nederlandsche Pacific Petroleum Mattj.	Socal & Texas	Ciclo integrale	Estremo Oriente
Interprovincial Pipe Line Co.	Gulf, Jersey & altri	Trasporti	Canada
Portland Pipe Line Co.	Jersey, Royal Dutch, Shell, Texas & altri	Trasporti	USA e Canada
Muskeg Syndicate	Gulf, Shell, Jersey, Royal Dutch, Socony & Texas	Produzione	Canada
Near East Development Corporation	Jersey & Socony	Produzione	Iraq

V. – RISULTATI.

11. La suddetta combinazione associazione illegale e monopolio di cui è stato fatto carico alle convenute, ha avuto, tra l'altro, i seguenti risultati diretti:

1) Il commercio interstatale ed estero degli Stati Uniti per il petrolio e i suoi prodotti è stato sottoposto ad irragionevoli restrizioni.

2) Le importazioni di petrolio e suoi prodotti negli Stati Uniti, nonché le esportazioni di petrolio e suoi prodotti dagli Stati Uniti sono state sottoposte a restrizioni e monopolio.

3) La produzione del petrolio e lo sviluppo delle risorse petrolifere negli Stati Uniti sono stati limitati e compressi come risultato delle attività illegali dei convenuti riferentisi alla importazione ed alla esportazione negli Stati Uniti e dagli Stati Uniti di petrolio e suoi prodotti.

4) I convenuti, escludendo gli altri, sono riusciti ad ottenere il potere di importare negli Stati Uniti grandi quantità di petrolio estero e suoi prodotti a costi sostanzialmente inferiori a quelli sostenuti per tali prodotti da altre compagnie americane concorrenti. I convenuti posseggono pertanto dei vantaggi sostanziali di concorrenza rispetto alle altre compagnie petrolifere americane nella produzione e nel commercio di prodotti petroliferi negli Stati Uniti.

5) I convenuti hanno avuto successo nel mantenere ed aumentare sul mercato interno i prezzi a cui essi vendono il petrolio e i suoi prodotti che hanno importato negli Stati Uniti, nonché i prodotti che essi hanno ottenuto dal petrolio importato negli Stati Uniti, a livelli più alti di quanto non si avrebbero se i convenuti non detenessero un controllo monopolistico sulle suddette importazioni.

6) I prezzi mondiali del petrolio e dei suoi prodotti sono stati fissati dagli autori della suddetta combinazione, associazione illegale e monopolio, i quali hanno inoltre diviso tra di loro i mercati mondiali.

7) I prezzi richiesti dai convenuti agli organi del Governo Federale per il petrolio estero e i suoi prodotti, che servivano a scopo militare e di difesa, sono stati aumentati e mantenuti a livelli artificiosamente elevati.

VI – RICHIESTA.

Pertanto, l'attore chiede:

1) Che la suddetta combinazione associazione illegale e monopolio venga ufficialmente dichiarata illegale ed in violazione delle sezioni 1 e 2 della Legge Sherman Antitrust e della sezione 73 della Legge Wilson Tariff.

2) Che la corte decreti che i convenuti si sono illegalmente associati per porre restrizioni al commercio interstatale ed estero degli Stati Uniti di petrolio e suoi prodotti, per aumentare i prezzi al mercato interno del petrolio ed i suoi prodotti importati negli Stati Uniti, per monopolizzare il commercio di prodotti petroliferi tra gli Stati Uniti e i Paesi esteri; che i convenuti hanno illegalmente monopolizzato il commercio di petrolio e suoi prodotti tra gli Stati Uniti e i Paesi esteri, in violazione delle sezioni 1 e 2 della Legge Sherman e della sezione 73 della Legge Wilson.

3) Che a ciascuno dei convenuti, ai loro funzionari, direttori, agenti, dipendenti, società affiliate, successori, cessionari, a tutti coloro che agiscono e pretendono di agire a nome dei convenuti o di uno dei convenuti venga fatta ingiunzione di non continuare a dare esecuzione direttamente o indirettamente alla suddetta combinazione, associazione illegale e monopolio, nonché a tutti gli atti e le clausole di contratti, accordi e convenzioni che abbiano fatto parte o che rappresentino un mezzo per l'applicazione di detta combinazione, associazione illegale e monopolio, o a qualsiasi altro atto, combinazione, associazione, contratto, accordo o convenzione del genere.

4) Che la corte, nell'esercizio dei suoi poteri, dia ordine e provveda affinché vengano prese quelle misure e quei rimedi ulteriori che essa corte ritenga necessari ed opportuni per porre termine a tali violazioni, per annullarne gli effetti e per impedire che si ripetano.

5) Che l'attore riceva il rimborso delle spese di giudizio.

F.to. Herbert Brownell, Jr.

Procuratore Generale

(seguono le firme degli altri procuratori)

V. – ELENCHI DI SOCIETÀ GEOLOGICHE E GEOFISICHE

1. CONSULENTI E SOCIETÀ GEOLOGICHE

Elenco fornito dall'American Petroleum Institute

Graham B. Moody
215 Market Street
San Francisco 5, California

E. B. Noble
854 General Petroleum Building
612 South Flower Street
Los Angeles 17, California

A. W. Cullen
216 Denver Theatre Building
Denver, Colorado

D. James Edson, Jr.
P. O. Box 270
Gran Junction, Colorado

Douglas Ball
Ball Associates
1025 Vermont Avenue
Washington 5, D.C.

Edward A. Koester
Koester & Kornell
302 Orpheum Building
Wichita 2, Kansas

Warren E. Tomlinson
Tomlinson, Kathol & Emmerich
216 East Wterman
Wichita, Kansas

Hershal C. Ferguson
814 American Bank Building
New Orleans, Louisiana

Wallace E. Fratt
P. O. Box 209
Carlsbad, New Mexico

Brokaw, Dixon & McKee
120 Broadway
New York, New York

John S. Herold, Inc.
250 Park Avenue
New York 17, New York

Basil B. Zavoico
220 East 42nd Street
New York 17, New York

A. I. Levorsen
1525 East 27th Street
Tulsa 5, Oklahoma

E. De Golye
Esperson Building
Houston, Texas

Alexander Seussen
407 San Jacinto Building
Houston 2, Texas

David Donoghue
Fort Worth National Bank
Fort Worth, Texas

K. C. Heald
605 Continental Life B.
Fort Worth 2, Texas

Ray E. Morgan
Route I
Rolla, Missouri

F. H. Lahee
7219 Kenny Lane
Dallas 30, Texas

Virgil R. Chamberlain
406 Electric Building
Great Falls, Montana

Borsey Hager
Geological Research Comp.
908 Continental Bank B.
Salt Lake City, Utah

2. SOCIETÀ GEOFISICHE

Elenco fornito dall'American Petroleum Institute

Metty Geophysical Engineering Company
San Antonio 5, Texas

Yoakum, Texas

Seismica Exploration Incorporated
1007 South Shepherd
Houston, Texas

Rogers Geophysical Company
3616 West Alabama
Houston, Texas

Texas Seismograph Company
Panhandle Building
Wichita Falls, Texas

Tideland Exploration Company
2626 Westheimer
Houston, Texas

General Geophysical Company
Houston Club Building
Houston, Texas

Independent Exploration Company
1937 West Gray
Houston, Texas

Reliable Geophysical Company
P. O. Box 450

A. E. «Sandy» McKay
Continental Geophysical Company
602 Continental Life Building
Fort Worth, Texas

3. SOCIETÀ GEOFISICHE

Elenco fornito dal Sig. De Golyer, Presidente della Soc. Geofisica De Golyer and Menaughten

Mr. Cecil Green, Vice-President
Geophysical Service Inc.
5900 Lemmon Avenue
Dallas 9, Texas

Mr. Edward G. Schempf, President
Precision Exploration Co.
814 American Airlines Building
Tulsa, Oklahoma

Dr. A. J. Barthelmes, Vice-President
Seismograph Service Company
Kennedy Building
Tulsa, Oklahoma

Mr. C. C. Lister, President
United Geophysical Corporation
P. O. Box M
1200 South Marengo Ave.
Pasadena 15, California

4. NUMERO DELLE SQUADRE (SISMOGRAFICHE, GRAVIMETRICHE E MAGNETICHE) OPERANTI NEL 1954-55 NEL CANADÀ OCCIDENTALE E APPARTENENTI A SOCIETÀ GEOFISICHE E A SOCIETÀ PETROLIFERE

	S	G	M	Totale
United Geophysical Co. of Canada	10	—	—	10
Canadian Gulf Oil Company	6	2	—	8
Western Geophysical Co. of Canada	8	—	—	8
Imperial Oil Ltd.	7	—	—	7
Frontier Geophysical Ltd.	6	—	—	6
Geophysical Service International	5	—	—	5
Robert H. Ray Company	3	2	—	5
Century Geophysical Corp. of Canada	4	—	—	4
Exploration Consultants Inc.	4	—	—	4
Geophysical Associates of Canada	4	—	—	4
Heiland Exploration Ltd.	4	—	—	4
National Geophysical Co. of Canada Ltd.	4	—	—	4
Northwest Seismic Surveys Ltd.	4	—	—	4
Texas Company	4	—	—	4
Nance Exploration Company	3	—	—	3
Rogers Exploration Service	—	3	—	3
Shell Oil Company	3	—	—	3
Seismotec Limited	3	—	—	3
Accurate Exploration Ltd.	2	—	—	2
Delta Exploration Co. Inc.	2	—	—	2
General Geophysical Company	2	—	—	2
Geotechnical Foreign Corp.	2	—	—	2
Martime Geophysical Ltd.	2	—	—	2
Seismic Ventures Ltd.	2	—	—	2
Socony Vacuum Oil Co. of Canada Ltd.	2	—	—	2
Sun Oil Company	2	—	—	2
Velocity Surveys Limited	2	—	—	2
Universal Seismic Surveys Ltd.	2	—	—	2
Amerada Petroleum Corporation	1	—	—	1
Beaver Geophysical Services Ltd.	1	—	—	1
Chevron Oil Co.	1	—	—	1
Farney Exploration Co. Ltd.	1	—	—	1
Geograft Ltd.	1	—	—	1
Independent Exploration Co.	1	—	—	1
Jenson Surveys Ltd.	—	1	—	1
Petty Geophysical Company	1	—	—	1
Seismograph Service Corporation of Canada	1	—	—	1
Canadian Exploration Company	1	—	—	1
<i>Total</i>	111	8	—	119

VI. – BIBLIOGRAFIA DELLE PUBBLICAZIONI RACCOLTE⁶⁶

1. STATI UNITI

1. – *Code of Federal Regulation*. Title 25: Bureau of Indian Affairs.
2. – *Code of Federal Regulation*. Title 30: Mineral Resources (Geological Survey).

⁶⁶ Le pubblicazioni contrassegnate da un asterisco sono state consultate in Italia.

3. – *Code of Federal Regulations*. Title 43: Public Lands (Bureau of Land Management).
4. – *The Interstate Commerce Act* (ad Other Acts), revised to November 1, 1951. 83rd Congress, U.S. Senate, Sen. Doc. 72.
5. – *Oil Land Leasing Act of 1920*, with Amendements and other Acts relating to Mineral Lands, Washington 1952.
6. – *To Amend The Mineral Leasing Act*. Hearing, U.S. Senate 83rd Congress, May 1954.
7. – *Congressional Record*, 83rd Congress, July 8, 1954, p. 9598. Debate on a bill to amend the Mineral Leasing Act of 1930.
8. – *Submerged Lands Act*, 1953 (67 Stat 29).
9. – *Submerged Lands Act*. Minority Views, U.S. Senate, 83rd Congress, April 1953.
10. – *Submerged Lands Act*, Report, U.S. Senate. 83rd Congress, March 1953.
11. – *Submerged Lands*. Hearings, U.S. Senate, 83rd Congress, March 1953.
12. – *Outer Continental Shelf Act of 1953* (67 Stat. 462).
13. – *Outer Continental Shelf*. Hearings, U.S. Senate, 83rd Congress, June 1953.
14. – *Outer Continental Shelf Act*. Report, together with the Minority Views, U.S. Senate, 83rd Congress, June 1953.
15. – *Regulations for the Submerged Lands of the Outer Continental Shelf*.
16. – *Multiple Mineral Use of Public Lands*. An Act to Amend the Mineral Leasing Laws, 83rd Congress Chap. 730, 68 Stat.
17. – *Multiple Use of Public Lands*. Amendement to the Act of July, 31 1947 (61, Stat. 681), June 15, 1955.
18. – *Multiple Use of Mineral Lands*. Hearings, U.S. House of Representatives, 83rd Congress, May 1954.
19. – *Multiple Surface Uses of the Public Domain*. Hearings, 84th Congress, U .S. Senate, May 1955.
20. – *Multiple Mineral Use of Public Lands*. Hearings, U.S. Senate, 83rd Congress, May 1954.
21. – *Internal Revue Code of 1954*.
22. – *Income Tax Regulations 118*. Internal Revenue Code. 1953 edition.
23. – *Corporation Income Tax Return*. Modulo per la denuncia e istruzioni.
24. – *A Bill to provide a lower rate of tax on certain business income from foreign sources*, H.R 7725. 84th Congress, U.S. House of Representatives, July 1955.
25. – *Convention with the Italian Republic relating to Taxes On Income*, April, 1955.
26. – *Harvard Law Review*. Jan 1951, Percentage Depletion – A Correspondence.
27. – *Natural Gas Act of 1953* (61 Stat. 459).
28. – *Atomic Energy Act of 1954* (68 Stat. 919).
29. – *Wartime Petroleum Policy under the Petroleum Administration for War*. Hearings. U.S. Senate. 79th Congress, November 1945.
30. – *Committee on Interstate and Foreign Commerce*. Fuel Investigation: Current Petroleum Outlook, U.S. House of Representatives, 80th Congress, August 1948.
31. – *Petroleum Study* (Gasoline and Oil Price Increases). Hearings, U.S. House of Representatives, 83rd Congress, July 1953.
32. – *Geological Survey*. Production, Royalty Income sud Related Statistico, tgsi.
33. – *Development Contract, Federal lands in the Katalla-Yakataga area of Alaska*, approved by the Secretary of the Interior. October 1, 1953, n. 14.08.001 – 472.
34. – *Moduli per la trasmissione periodica di notizie al Geological Survey*.
– *Moduli per altri adempimenti stabiliti per le concessioni su terre federali*.
35. – *Contratto-tipo su terre private*.
– *Moduli per concessioni su terre statali*.
– *Moduli per concessioni su terre federali*.
– *Avvisi di asta*.
36. – *Contratto-tipo fra compagnie petrolifere e società geologiche e geofisiche*.

- Società di perforazione.
- 37. – *Bureau of Land Management*. Organization (2 fascicoli).
- 38. – Id., *Our Public Lands* (magazine: n. 2-3-4, 1954; n. 1-2-3, 1955).
- 39. – *Report of the Director of the Bureau of Land Management*, Statistical Appendix, 1954.
- 40. – *Unit Agreement in the Krotz Springs Field*, Louisiana, Gulf Refining Co. and others.
– *Operating Parties Agreement*, Id.
- 41. – R. E. Hardwick, *Unit Operation for Oil*, Amer. Inst. of Mining and Metallurgical Engineers, 1948.
- 42. – *Bureau of Land Management*. Organization, Functions, Regulations.
- 43. – Id., *Mineral Industry Surveys* (6 bollettini, 1953, 1954, 1955).
- 44. – Id., *Petroleum and Natural Gas Research Program*, 1953.
- 45. – Id., *Elium, Bearing Natural Gases of the U.S.* (relazione tecnica), 1951.
- 46. – *Federal Power Act*, with Amendments to June 1, 1955.
- 47. – *Federal Power Commission*. Organization and Functional Chart.
- 48. – Id., *General Rules and Regulations*, 1948.
- 49. – Id., *Rules of Practice and Procedure*, June 1955
- 50. – Id., *Opinions and Orders on particular cases* (25 fascicoli).
- 51. – Id., *Natural Gas Company Cost Units* (1945).
- 52. – *Statistics of Natural Gas Companies*, 1953.
- 53. – *American Bar Association*. Public Utility Land, 1955.
- 54. – Id., *Major Natural Gas Pipe lines*, June 1955.
- 55. – Id., *Annual Report*, 1954.
- 56. – *Dep. of Justice, Antitrust Division*. Azioni giudiziarie per violazione della legge Sherman (7).
- 57. – *The Enterstate Oil Compact*. Organization, Purposes and Function.
- 58. – *Interstate Oil Compact Forms for Oil and Gas Conservation*. Laws approved by the Interstate Oil Compact.
- 59. – Leggi sulla conservazione e leggi minerarie dei seguenti Stati: Texas, Louisiana, California, Arkansas, Indiana, Oklahoma, Kansas, Illinois, Colorado, Wyoming, New Mexico, Virginia, Mississippi.
- 60. – *Conservation Committee of California Oil Producers*.
– *Annual Review of California Oil Production*, 1954.
– *Supplement*. New field and pool discoveries.
- 61. – *Railroad Commission of Texas, Oil and Gas Division*. Transcript of Testimony (2 fascicoli).
- 62. – B. M. Murphey, *Conservation for Oil and Gas, A Legal History*, American Bar Ass., 1949.
- 63. – American Petroleum Institute: *What it is – What it does*.
- 64. – National Petroleum Council: *A National Oil Policy for the U.S.* (1949).
- 65. – Resources for Freedom: *A Report to the President by the President's Material Policy Committee*, 1952.
vol. I: *Foundations for Growth and Security*.
vol. III: *The Outlook for Energy Resources*.
vol. V: *Selected Reports* (n.3: Taxation).
- 66. – Foreign Investment of the U.S.: *A Supplement to the Survey of Current Business*, 1953.
- 67. – Federal Trade Commission: *The International Petroleum Cartel*, 1952.
- 68. – * Economic Commission for Europe: *Prices of Petroleum Products in Western Europe*, Ginevra, 1955.
- 69. – * J. DIRLAM, The Petroleum Industry, in «The Structure of American Industry», a cura di W. Adams (Macmilan, New York, 1954).
- 70. – Relazioni finanziarie per il 1954 delle seguenti compagnie: Socony-Vacuum, Gulf, Signal, Continental, Humble, Union Oil, Richfield, Standard Oil of California, Atlantic Refining, Sinclair.

71. – The Chase National Bank: F.G. COQUERON and J. E. POGUE, *Capital Formation in the Petroleum Industry*, 1952.
72. – The Chase Manhattan Bank: *Financial Analysis of the Petroleum Industry for 1954*.
73. – * *World Petroleum Statistical Yearbook*, 1954, published by Mona Palmer, 604 Fifth Ave, New York.
74. – Bureau of Mine: *Mineral Yearbook*, 1951 and reprints from the 1953 edition (Oil, Gas, Coal).
75. – American Petroleum Institute: *Petroleum Facts and Figures*, 11th ed. (1954).
76. – L. C. UREN, *Petroleum Production Economics*, Mc Graw-Hill, New York, 1950.
77. – V. H. Kulp, *Oil and Gas Rights*, Little, Boston, 1954.
78. – Interstate Oil Compact Commission (Engineering Committee), *Oil and Gas Ppduction*, The University of Oklahoma Press, 1951.
79. – J. A. CLARK, *Three Stars for the General*, The biography of E. O. Thompson, father of petroleum conservation, New York, 1954.
80. – The University of Texas, *Graduate School 1954-1956*, Catalogue, Austin, July 1954.
81. – The University of Texas, *Information for Prospective Students*, Austin, 1955.
82. – The University of Texas, *General Information*, Austin, April 1955.
83. – University of Texas, College of Arts and Sciences: *Degree Requirements*.

2. CANADÀ

1. – Dep. of Mines (Ottawa): *The Mining Laws of Canada*, 1951.
2. – *Income Tax Act* (Canada), with amendements to 1955.
3. – Dep. of Mines (Ottawa). *Notes relative to legislation and financial regulations affcting oil exploration Companies*. Summary review of Federal taxation (fascicoli poligrafati).
4. – The Canadian Bank of Commerce: *For Oil and Allied Industries*.
5. – C. S. LEE and R. O. YOUNG: *Entry into Oil Operations in Western Canada*, The Institute of Petroleum, London, 1953.
6. – The Province of Alberta: *Statutes and Regulations on Oil and Gas* (to 1955).
7. – Dep. of Mines and Minerals (Alberta): *Alberta Oil and Gas Picture*, (1947) 1954.
8. – *Annual Review of the Oil and Gas Industry with special reference to Alberta*, 1954.
9. – The Petroleum and N. Gas Conservation Board: *Alberta Oil and Gas Industry*, 1954.
10. – *The Province of Saskatchewan Statutes and Regulations on Oil and Gas*.
11. – Dep. of Mineral Resources (Sask.): *The Sashatchewan Petroleum Picture*, 1950-54.
12. – *Calendar of the Faculty of Engineering*, University of Alberta, 1955.
13. – *Calendar*, University of Alberta, 1955.

3. MESSICO E ALTRI PAESI

1. – Messico: *Leggi e regolamenti sul petrolio*.
2. – Pemex: *Petroleos Mexicanos General Outlook*, 1955.
3. – Pemex: *Realisaciones su Petroleos Mexicanos*, 1947-52.
4. – Pemex: *Informes del Director General*, 1947-52.
5. – Pemex: *Bollettini del servizio d'informazioni*.
6. – Secretaria de Economia: *La Economia Mexicana en 1953*.
7. – M. Rippy, *El Petroleo y la Revolucion Mexicana* (libro trad. dall'inglese e pubblicato nel numero 3 del 1954 della rivista «Problemos Agricolas e industriales de Mexico»).
8. – * The International Bank for Recostruction and Development: *The Economic Development of Mexico* (A Report of the Mexican Combined Working Party), 1951.
9. – * A. STURMTHAL, *Economic Development, Income Distriibution, and Capital Formation in Mexico*, «Journal of Political Economy», June 1955.
10. – Leggi petrolifere dei seguenti paesi: Venevuela, Guatemala, Turchia, Israele.

11. – Repubblica de Venezuela, Ministero de Minas e Hidrocarburos: *Memoria y Cuenta*, 1954.
12. – * Istituto per gli Studi di Economia: Petrolio e Metano, Regime legislativo in Italia e nel mondo, Milano, 1950.